

UNIVERSIDAD DE ALICANTE

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES



GRADO EN ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS

CURSO ACADÉMICO 2018-2019

Redistribución de la renta: El Sector Eléctrico en España

BAUTISTA SAMPEDRO PAULET

JOSÉ MIGUEL GINER PÉREZ

DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA APLICADA Y POLÍTICA ECONÓMICA

Alicante, 24 de mayo de 2019

RESUMEN

Con este trabajo de fin de grado se pretende no solamente introducirse en la política de redistribución de la renta sino hacerse de una manera objetiva, práctica, funcional y realista.

Se usarán los documentos “El Sector Eléctrico en España 04/2017 CES” y “El sistema eléctrico español 2017. REE” como base del trabajo para centrarse posteriormente en el objetivo de la redistribución de la renta bajo el análisis económico de la oferta y la demanda de electricidad en España y obtener con ello las conclusiones y propuestas oportunas.

El trabajo se divide en dos partes; la explicación objetiva de lo que es el sistema eléctrico español en su conjunto y bajo esa situación el desarrollo de las políticas económicas de redistribución de la renta con el análisis económico de la oferta y la demanda del sector.

ABSTRACT

The study of this work Will focus not only involves into the income redistribution, it also means to do it in a objective, practical, realist and functional form.

Two documents are being used as the primary work for that; “El Sector Eléctrico en España 04/2017 CES” and “El sistema eléctrico español 2017. REE”. After that we are focused in the offer and the demand of electricity in Spain, in the point of the view of the economy having practical conclusions after that.

The work is done in two different parts. The meaning of all the electricity system in Spain and the politics economics of the income redistribution with the offer and the demand.

Palabras clave;

Sistema eléctrico, productor, distribuidor, consumidor, sistema de subastas, grandes consumidores industriales, pequeños consumidores industriales, consumidor doméstico, redistribución de la renta, ley del sector 2013, oferta, demanda, precio de la energía, mercado mayorista, costes regulados, costes de acceso, impuestos.

ÍNDICE

1.INTRODUCCIÓN	6
2.MARCO TEÓRICO	7
3.SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....	7
3.1.Importancia del sector en la economía y la sociedad.	7
3.2.Definición del sector. Desarrollo y evolución del sistema eléctrico.	8
3.3. Sector eléctrico como actividad económica	12
GENERACIÓN	15
MERCADO MAYORISTA	19
TRANSPORTE/INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	21
DISTRIBUCIÓN	23
3.4. El precio de la electricidad; los costes del sistema eléctrico.	24
COSTE DE LA ENERGÍA.....	25
TARIFAS DE ACCESO	28
IMPUESTOS.....	31
3.5. Demanda de energía eléctrica. Consumo eléctrico.	31
DEMANDA	32
CONSUMO INDUSTRIAL.....	37
CONSUMO EN EL HOGAR	41
4. SISTEMA ELÉCTRICO Y REDISTRIBUCIÓN DE LA RENTA.....	45
4.1.Redistribución de la renta como instrumento de política económica.	45
4.2. Análisis económico de las empresas eléctricas; análisis de ratios.	47
REE.....	49
IBERDROLA	52
ENDESA.....	54
4.3. Análisis económico del sistema eléctrico: Oferta y demanda, resultados.	56
DEMANDA	57
OFERTA.....	68
4.4-Políticas actuales, decretos, medidas 2013-2019.	74
5. RESULTADOS Y PROPUESTAS	76
MARCO LEGISLATIVO	76
MERCADO MAYORISTA	76
COSTES DE ACCESO	78
ESTRUCTURA DEL PARQUE DE GENERACIÓN.....	78
GRANDES CONSUMIDORES.....	79
PYME Y MICROPYME	79

CONSUMO DOMÉSTICO	80
ACTUACIONES DE OFERTA Y DEMANDA	81
FACTURA.....	83
6. CONCLUSIÓN	83
7. BIBLIOGRAFÍA.....	85

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Consumo de energía primaria por fuentes en España, 1980-2015 (porcentajes).....	13
Gráfico 2. Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW).....	17
Gráfico 3. Potencia instalada y generación de electricidad por fuentes, en 2016 (porcentaje sobre el total)	18
Gráfico 4. Demanda real, prevista y programada 11/02/2019	19
Gráfico 5. Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2017 (GWh) .	22
Gráfico 6. Cuota por comercializador en el mercado libre por número de suministros (2016)...	24
Gráfico 7. Cuota por segmento y comercializador en el mercado libre (2016)	24
Gráfico 8. Generación en España y precios (% y €/MWh).....	25
Gráfico 9. Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2017.....	28
Gráfico 10. Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en 2017 (%)	32
Gráfico 11. Evolución de las temperaturas máximas diarias comparadas con la media histórica.	33
Gráfico 12. Composición del IRE General 2017 (%)	33
Gráfico 13. Variación anual del IRE (% respecto a 2016)	34
Gráfico 14. Evolución mensual del IRE corregido (% año anterior).....	35
Gráfico 15. Demanda eléctrica por Comunidades Autónomas y variación con respecto al año anterior.	36
Gráfico 16. Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)	37
Gráfico 17. Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (entre 70.000 y 150.000 MWh).....	38
Gráfico 18. Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (entre 500 y 2000 MWh).....	39
Gráfico 19. Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (20 MWh o menos)	39
Gráfico 20. Consumidores industriales de potencia contratada menor a 20 MWh España	40
Gráfico 21. Consumidores industriales de potencia contratada menor a 20 MWh Alemania.	40
Gráfico 22. Consumidores industriales de potencia contratada entre 70.000 y 150.000 MWh España	41
Gráfico 23. Consumidores industriales de potencia contratada entre 70.000 y 150.000 MWh Alemania.	41
Gráfico 24. Evolución del porcentaje de hogares/individuos globalmente poco o nada satisfechos con los servicios.	43

Gráfico 25. Principales motivos de insatisfacción con los servicios (porcentaje de hogares/individuos, II-2017)	44
Gráfico 26. Contratación del suministro energético en el mercado liberalizado o en el mercado regulado (porcentaje de hogares, II-2018)	45
Gráfico 27. Tipo de tarificación eléctrica (porcentaje de hogares, II-2018).....	45
Gráfico 28. Composición del IRE General 2017 (%)	57
Gráfico 29. Change in electricity prices for non household consumers compared with previous year, same semester, first half 2018.	60
Gráfico 30. Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)	61
Gráfico 31. Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (20 MWh o menos)	63
Gráfico 32. Gasto en consumo de energía en los hogares, 2006-2015, en porcentaje.....	64
Gráfico 33. Gasto en consumo de energía en los hogares, 2006-2015, en euros.....	64
Gráfico 34. Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW)	72
Gráfico 35. Potencia instalada y generación de electricidad por fuentes, en 2016 (porcentaje sobre el total).....	72
Gráfico 36. Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)	73
Gráfico 37. Estimación de oferta y demanda de REE, demanda real, prevista y programada para el 27/04/2019.....	82
Gráfico 38. Comparativa precio mercado spot España, demanda estimada 21:00 y PVPC con peaje para el 27/04/2019 a las 12:15 con programa e.sios del operador del sistema eléctrico REE.	82

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Evolución del número de agentes implicados en el suministro eléctrico	14
Cuadro 2. Comparación en porcentaje de la generación de energía renovable y no renovable eléctrica peninsular.....	15
Cuadro 3. Balance de energía eléctrica nacional. Asignación de unidades de producción según energía principal usada.....	16
Cuadro 4. Balance de potencia eléctrica instalada a 31.12.17. Sistema eléctrico nacional.....	16
Cuadro 5. Estructura de la generación en las horas de precio de máximo y mínimo en el mercado diario 2017.....	26
Cuadro 6. Costes de acceso, 2016.	28
Cuadro 7. Importe por categoría de derecho de cobro de la deuda del sistema eléctrico a 31/12/2017 y 31/12/2018 y porcentajes de disminución interanuales.....	30
Cuadro 8. Tipos de interés aplicable a las distintas categorías de los derechos de cobro y coste medio ponderado de la deuda en el sistema eléctrico.	30
Cuadro 9. Tabla análisis de liquidez REE 2018-2017	50
Cuadro 10. Tabla análisis de solvencia REE 2018-2017	50
Cuadro 11. Tabla análisis de resultados REE 2018-2017.....	51
Cuadro 12. Tabla análisis de liquidez Iberdrola 2018-2017.....	53
Cuadro 13. Tabla análisis de solvencia Iberdrola 2018-2017.	53
Cuadro 14. Tabla análisis de resultados Iberdrola 2018-2017.	54

Cuadro 15. Tabla análisis de liquidez 2018-2017 Endesa.....	55
Cuadro 16. Tabla análisis de solvencia 2018-2017 Endesa.	55
Cuadro 17. Tabla análisis de resultados 2018-2017 Endesa.	56
Cuadro 18. Gasto medio de los hogares, precios corrientes y variación porcentual en alquiler de vivienda principal, electricidad, gas y carburantes, año base 2006.....	65
Cuadro 19. Beneficiarios del bono social (RD 897/2017)	66
Cuadro 20. Costes de acceso, 2016.	69

1.INTRODUCCIÓN.

La propuesta de este trabajo viene dada por la motivación concreta de satisfacer una curiosidad. Esta curiosidad nace del desconocimiento sobre el funcionamiento real del sistema eléctrico en España y no solo eso, sino la repercusión económica de este y sobre el bienestar social en los consumidores finales, refiriéndome con ello tanto a empresas como consumidores particulares.

Este trabajo se compone de dos partes bien diferenciadas que componen el todo; la primera desarrolla el actual sistema eléctrico en España, desde la producción de la energía eléctrica hasta su comercialización, distribución y consumo con el fin último de comprender la repercusión del conjunto del sistema en productividad empresarial y bienestar social, además del contexto en el que se encuentra. Comienza con una explicación sobre la importancia del sector en la economía y la sociedad, además de un breve análisis histórico con el fin de entender el desglose de tasas, impuestos y costes reales del acceso a este bien, siguiendo con la esquematización del sistema y el conjunto del sector, definiéndolo como actividad económica y aclarando concretamente los puntos de los costes, los precios, la demanda y el consumo para entender dónde recaen estos costes, como se define el precio, la capacidad real de demanda y como afecta esta al consumo.

La segunda parte diferencia dos puntos concretos: sistema eléctrico y redistribución de la renta, donde se hace un análisis objetivo más exhaustivo atendiendo a las fuentes y los datos oficiales para el completo entendimiento de la propuesta, pasando a conectar con el tema clave en el desarrollo de la propuesta del trabajo; redistribución de la renta como herramienta de acción en la política económica de un país. Se hace un análisis más exhaustivo de la actualidad del sector interpretando de manera objetiva la información recabada en la primera parte indagando en la oferta y la demanda del sistema, los precios y los costes tras el análisis de tres de las empresas de referencia del sector. Se comenta también el marco de leyes actuales.

Tras esto se presentan los debidos resultados y propuestas.

Otro de los puntos a aclarar en esta introducción es la clara interpretación de la energía como bien de primera necesidad, punto necesario para explicar y comprender el conjunto del trabajo. También he de añadir que de la misma manera, al hablar de redistribución de la renta en el sector eléctrico la definición se da bajo una forma subjetiva de entender la redistribución de la renta donde debemos interpretarla como la forma en la que el beneficio de este sistema recaiga en productores y consumidores, disertando de la definición que enfrenta la redistribución entre los mismos consumidores finales y más acertada entre productor, distribuidor y consumidor en el sector, sea cual sea su recurso económico o su función de demandante.

Como punto final en esta introducción, el objetivo último del trabajo es entender el funcionamiento del sector eléctrico en España (producción, distribución y consumo) dentro del marco legal establecido y el marco efectivo de los instrumentos de política económica del Estado, más concretamente del referido a la redistribución de la renta (funcional y personal), cuáles son las políticas que se están llevando a cabo y cuáles podrían ser las más acertadas bajo un análisis concreto y efectivo del sector.

2.MARCO TEÓRICO

El trabajo se asienta sobre la base de dos informes;

Informe: El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES.

El Sistema Eléctrico Español, 2017, REE.

La base de esta exposición son estos documentos por ser la fuente de información objetiva más cercana en fecha a la realización del mismo.

Los documentos presentes exponen un análisis minucioso sobre las características concretas del Sector eléctrico como actividad y de la realidad del Sistema Eléctrico español, desde la que realizar el oportuno análisis sobre la redistribución de la renta en el mismo.

Si bien durante el trabajo se remarca la importancia de ambos y la objetividad y exactitud de la información expuesta, ha de comentarse también la poca visibilidad de los datos concretos y la dificultad de acceso a los mismos, la poca armonización existente entre los datos comparativos de los países europeos, el desfase temporal por la falta de documentos oficiales actuales, el sesgo en el análisis de las empresas del sector (tan sólo de tres de las más importantes) y la falta de ciertos análisis relevantes de características geográficas, sociales y climatológicas.

3.SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

3.1.Importancia del sector en la economía y la sociedad.

“A la importancia de la energía para el desarrollo social y económico, en su doble papel de insumo productivo y de bien de primera necesidad, la energía eléctrica añade su carácter insustituible en la mayor parte de las innovaciones tecnológicas y científicas actuales, en especial en el campo de la denominada digitalización (CES, 04/ 2017 pág. 11)”¹.

El sector eléctrico español se encuentra inmerso en un importante proceso de transición, destacando el grueso estratégico de la sostenibilidad climática, económica y la correspondiente modernización de la economía, impulsando las inversiones en los sectores relacionados con la energía baja en emisiones.

Bajo esta perspectiva el papel del sector eléctrico es crucial dado que no sólo es un sector que genera una importante parte de las emisiones de gases al medio ambiente, sino que juega un papel de gran relevancia en la innovación tecnológica, en la incorporación de fuentes de energía renovables y en la misma generación sin emisión de gas.

No sólo eso; las innovaciones tecnológicas de otros sectores (claro ejemplo el del transporte) destinadas a la reducción de emisiones se basan en el uso de equipos eléctricos.

“La generación de energía eléctrica está sujeta al objetivo de lograr una reducción de los niveles de gases emitidos del 21 por ciento respecto a sus niveles de 2005 (CES, 04/

¹El Sector Eléctrico en España 04/2017.

2017 pág. 11)”², con objetivos y metas proyectables y ambiciosos para la próxima década. Dentro de este horizonte se presenta el siguiente reto; “mantener un suministro seguro, asequible, sostenible y competitivo capaz de contribuir a la reducción del impacto negativo de la energía sobre el saldo exterior de la economía (CES, 04/ 2017 pág. 12)”³.

Se trata de entender, dentro del contexto de creación de un mercado único cohesionado de la electricidad y de la política de objetivos y restricciones venida desde Europa, que es crucial la creación de un mix energético equilibrado que aúne la energía renovable con el resto de tecnologías de generación, adoptando para ello decisiones consecuentes en tiempo, coherentes entre sí y que sean eficientes en cuanto a implantación y viabilidad económico y financiera de los procesos inversores referidos.

Centrados en España debemos indagar en la compleja regulación en la que se encuentra inmersa el sector y que afecta al conjunto del sistema. Para ello es necesario exponer los problemas y las debilidades que afectan a dicho sector. Reflejo de ello son las tensiones en los mercados, la inseguridad jurídica en ciertas inversiones y la volatilidad de los precios tan visibles en los últimos años. Esto afecta tanto a la actividad económica dependiente de la electricidad como input como al usuario doméstico, recordando y enfatizando aquí el carácter de la energía eléctrica como bien de primera necesidad.

Cabe decir que para el análisis minucioso de los problemas actuales y futuros del sector eléctrico y sus posibles soluciones habrá que valorar el impacto económico y social que acarree tanto en estas actividades como en el usuario doméstico, entendiendo a tales como un importante grupo en el conjunto del sistema eléctrico donde son consumidores y usuarios finales de esta energía.

Es imprescindible mencionar que es igual de necesario el cumplimiento de los objetivos ambientales como el cumplimiento de los objetivos económicos y sociales, de manera que se exponga una reflexión concisa sobre las cuestiones económicas, laborales y sociales concernientes a esta transición, entendida como una “transición justa”.

3.2. Definición del sector. Desarrollo y evolución del sistema eléctrico.

“El sector eléctrico constituye en si mismo todo un complejo sistema cuyo funcionamiento abarca desde la producción de la misma energía hasta su comercialización y consumo (CES, 04/ 2017 pág. 17)”⁴.

La energía eléctrica se obtiene a partir de la aplicación de distintas tecnologías a las fuentes de generación existentes en la naturaleza, clasificadas en renovables y no renovables atendiendo a su disponibilidad.

El suministro de energía eléctrica “consiste en la entrega de esta a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de

²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

³El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁴El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

regularidad y calidad que resulten exigibles (CES, 04/ 2017 pág. 17)”⁵. Las actividades destinadas a este suministro son las siguientes:

Generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales y las gestiones técnicas y económicas del mismo sistema eléctrico. Desarrollaremos el sector eléctrico como el conjunto del sistema eléctrico en el punto 3.3.”Sector eléctrico como actividad económica”, si bien estas actividades valen para entender esta definición de red.

Comentando el contexto del Sistema Eléctrico en el siglo XX debe destacarse el carácter de monopolio natural del transporte y la distribución de la electricidad (economías de escala en generación) condicionando la organización y regulación del suministro hasta el inicio del mercado único de la electricidad y la incorporación de competencia, además de lograr con este una clara división entre actividades reguladas y no reguladas.

La norma vigente en la actualidad es la ley 24/ 2013 de 26 de diciembre del Sector eléctrico, pero se debe destacar para la comprensión del marco regulatorio la ley 54/ 1997 de 27 de noviembre del Sector eléctrico.

El balance de dicha evolución normativa y estructural reconoce tanto una importante reducción del grado de concentración de la oferta como un gran avance en la liberalización del mercado mayorista.

Debemos distinguir tres grandes etapas regulatorias, situando la primera entre 1975 y 1983 con los Planes Energéticos Nacionales, y la casi exclusividad del Estado en las decisiones energéticas diseñadas para atender la demanda.

Entre 1980 y 1985 se produce la instalación de 5112 MW en el parque de generación de potencia en nuevas térmicas de carbón y 4695 MW en centrales nucleares en un contexto de fuerte crisis petrolera. Este gran esfuerzo inversor corre a cargo de las compañías eléctricas. Estas empresas integradas verticalmente y constituidas de capital privado adquieren la inversión mediante deuda, lo que termina desencadenando graves problemas financieros, “añadiendo las políticas sostenidas de reparto de dividendos y el mayor coste de la financiación (cada vez más escasa) ajena nacional (CES, 04/ 2017 pág. 20)”⁶.

Este proceso inversor en un contexto económico adversa no fue acompañado de un aumento acorde de las tarifas, estando estas sometidas a regulación estatal (objetivo de reducir la inflación determinó que los precios de las tarifas aumentaran por debajo del IPC), logrando reducir la dependencia del petróleo con la contraprestación de la creación de déficits de tarifa.

Surge así la segunda gran etapa regulatoria, el denominado como Marco Regulator, ideado para afrontar la delicada situación financiera, destacando aquí el impacto de la moratoria nuclear, que no sólo responde a cuestiones políticas sino económicas.

En mayo de 1983 se firma un acuerdo entre Gobierno y las empresas del sistema, reconociendo que el deterioro económico del sector es ajeno a la gestión de estas y por el que se garantiza un aumento de las tarifas, el establecimiento de un plan de saneamiento y la apertura de un proceso de fusiones y tomas de control. Continúa la senda intervencionista, destacando las políticas de actuación conjunta de las empresas

⁵El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁶ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

del sector a corto plazo para la explotación programada del parque generador con la nacionalización pactada de las redes de transporte y distribución y la creación de Red Eléctrica Española como gestora del servicio.

Las bases de este proyecto son tres acuerdos: nacionalización negociada de la red de transporte mediante la creación de Red Eléctrica Española, revisión del PEN 83 (moratoria nuclear e inversiones realizadas) y la aplicación de políticas tarifarias que permitan asegurar una rentabilidad suficiente y la amortización de las inversiones realizadas, además de un acuerdo de auditorías y revisión de los costes para fijar el valor real de los activos. Se recurren a los llamados “valores estándar homogeneizados y auditados” y se crea el grupo Endesa para hacerse cargo de los activos inviables en estas nuevas políticas tarifarias.

Por otra parte se acuerda la incorporación del gas al sistema eléctrico (diversificación y mayor eficiencia en las nuevas tecnologías de generación de ciclos combinados)

En 1987 esta reforma del Marco Regulador pasa a denominarse como Marco Legal Estable, basado en tres principios; planificación pública, explotación obligatoria y tarifas únicas con un sistema de transporte y despacho centralizados.

Se procede a regular el coste del servicio, siendo cada empresa la gestora del ingreso y la recaudación, garantizando a la vez la amortización de los costes y la retribución del capital.

Los problemas financieros se superan gracias a la estabilidad que da este Marco Legal Estable y al proceso de integración empresarial (se reduce a 4 los grupos eléctricos). Por el contrario, el incremento de capacidad instalada es menor debido al exceso de capacidad instalada preexistente y una desviación en la demanda producida por la crisis de los primeros años 90.

Hay que destacar que dentro de este Marco Legal Estable surgen dos grandes inconvenientes; el sistema promovía coste de generación estándar, perjudicando con esto a las energías con coste de generación más baratos, además de que el incentivo también lo era para aumentar el poder de mercado y con ello la capacidad de presión de los valores base de la retribución (en 1997 el 84 por cien de la capacidad de generación correspondía a Endesa e Iberdrola).

A principios de los 90 y en base a las nuevas políticas de mercado interior comienzan a modificarse algunos aspectos clave del MLE con el objetivo de la introducción de competencia y la libertad de importación y exportación en toda la UE. Surge así la gestación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (LSE).

La directiva de 1996 fija las bases de la liberalización, establecimiento un mercado organizado de negociación de la energía, la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema y la apertura de las redes a terceros.

La ley de 1997 procede a la creación de la base de la liberalización; separación de actividades reguladas y libres, privatización parcial y entrada en bolsa de REE e implantación del ATR (acceso de terceros a la red), creación del OMEL como operador del mercado de oferta y demanda de generación y supresión de las tarifas administradas.

El mercado se organiza en un mercado mayorista spot o al contado y en paralelo a un mercado a plazo que permite la firma de contratos a corto y largo plazo bilaterales a

través del correspondiente operador del mercado o de forma independiente en los OTC (los agentes negocian directamente sus contratos).

“Para el funcionamiento del mercado spot se crea una secuencia de 24 subastas, una para cada hora de suministro de concurrencia obligada y efectuada el día anterior al de suministro y una secuencia de 6 subastas en el propio día de la entrega, para permitir el mejor ajuste de las posiciones de oferta y demanda”⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 25). En función de la oferta y la demanda presentadas por generadores, comercializadores y consumidores, “el operador de mercado adjudica cantidades y determina un precio único común determinado por la casación entre oferta y demanda para esa hora, de manera que se trata de un mecanismo de fijación marginalista, ya que es la última unidad añadida en oferta y demanda las que igualan su precio y a este se retribuyen todas las unidades ofertadas. Una vez se termina el proceso de subastas se encomienda al operador del sistema (REE) determinar la viabilidad técnica de acuerdo con las restricciones impuestas a la red de transporte del plan de producción resultante del mercado. Tras esto actúan también mercados de balance creados para gestionar la energía en tiempo real, tras cuyo ajuste se obtiene el resultado total del mercado spot”⁸ (CES, 04/ 2017 pág. 25).

Este acceso de competencia se ve recompensado a la empresas del sector con los denominados como “costes de transición a la competencia”⁹ (CES, 04/ 2017 pág. 26), en factura hasta 2006 y pagados hasta 2012 por los intereses generados, “que no son más que una cobertura de garantías para las empresas de los costes derivados del proceso (amortización de las inversiones realizadas y con un máximo prefijado) siempre y cuando el precio del mercado no alcanzase el umbral de las 6 pesetas el kw por hora al año”¹⁰ (CES, 04/ 2017 pág. 26).

El proceso de liberalización obliga a separar jurídicamente transportistas, distribuidores y el resto de agentes del sector para que antes de julio de 2007 existiera un mercado minorista totalmente liberalizado, quedando reflejado en la ley 17/ 2007.

El precio regulado para el consumidor doméstico continuo vigente hasta julio de 2009, incluyendo el coste de acceso a la red y el coste de la energía, pero fijado mediante criterios administrativos, siendo condicionado por decisiones políticas.

A partir de 2005 el aumento de los precios en factura queda bloqueado mediante las tarifaciones reguladas, produciendo una vuelta de gran parte del consumo al mercado regulado. Para dar solución a esto se crea “la Tarifa de Último Recurso, a la que pueden acogerse consumidores que no superen cierta potencia (usuarios domésticos) que se define como el precio que pueden cobrar los comercializadores denominados suministradores de último recurso (SUR)”¹¹ (CES, 04/ 2017 pág. 27).

Así, el coste de la energía (producción y comercialización) se suma a los costes de los peajes de acceso, sustento del transporte y la distribución.

Durante la crisis se evidencia un desbarajuste en el sector debido a que el incremento de los costes regulados desde 2006 no tuvo un incremento a la par de las tarifas debido a una insuficiencia en los peajes establecidos. Esto junto a una la implantación de un

⁷ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁸ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁹ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁰ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹¹ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

sistema de primas excesivamente generoso con algunas energías renovables que todavía no eran económicamente viables provoca la aparición de un déficit abultado que pasa a denominarse “déficit de tarifa”.

“De 2006 a 2013 los costes del sistema aumentan en un 168 por cien a causa de estas primas, los costes regulados y las anualidades del pago de deuda alcanzando los 30.000 millones de euros (más del 2 por ciento del PIB)”¹² (CES, 04/ 2017 pág. 27).

El Real Decreto Ley 6/ 2009 establece una senda decreciente de límites por los que suprimir esta deuda que no se cumplió, y durante la crisis económica de 2012 se adoptan una serie de actuaciones, fundamentalmente “compensaciones a la retribución de los agentes más afectados del sistema por la retribución de los peajes de acceso y una ampliación con criterios de eficiencia y disponibilidad real de potencia de la retribución a las instalaciones de generación”¹³ (CES, 04/ 2017 pág. 28), siendo esta la primera vez que se consideran las situaciones de quiebra reales y riesgos inasumibles, destacando el carácter estructural del déficit de tarifa y la introducción de gravámenes sobre distintas tecnologías de generación mediante la Ley 15/ 2012.

Las normas aprobadas desde 2009 tratan principalmente de reducir el déficit de tarifa pero sin poder evitar que siga presente, aumentan el grado de inseguridad jurídica.

Nace así la ley 24/ 2013, con la que se elimina el Régimen especial, se reducen la retribución de la distribución, el transporte y los pagos fijos y variables por capacidad, se introducen los PVPC, se limita la condición y el acceso al bono social (este coste pasa a ser asumido por las empresas comercializadoras y distribuidoras que en última instancia lo suman a los costes de producción) y se imponen a las generadoras y a los consumidores finales los pagos de la retribución fija del servicio de interrumpibilidad.

A principios de 2014 se establece un nuevo sistema de fijación de precios de la electricidad con el fin de mejorar el sistema de subastas.

Este sistema diferencia entre el componente fijo y el variable, donde se repercute la variación del mercado mayorista, además de que se obliga a las comercializadoras a dar un precio de referencia para todo el año y el precio variable en los hogares dependerá de si disponen o no de contador con discriminación horaria (promedio del precio en el mercado mayorista o precio por hora).

Este sistema reduce el coste de la parte variable (consumo), y aumenta el precio de la parte fija (contratación de potencia).

3.3. Sector eléctrico como actividad económica

“El sector eléctrico supone casi una cuarta parte del consumo de energía final en España.

¹²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹³El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

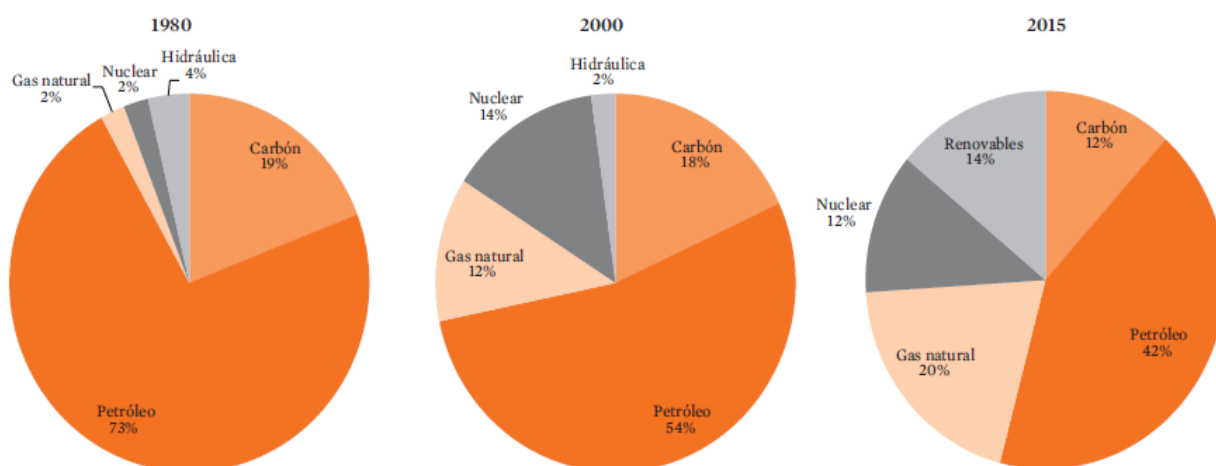


Gráfico 1. Consumo de energía primaria por fuentes en España, 1980-2015 (porcentajes)

Fuente: Informe 04/2017 El Sector Eléctrico en España

El peso directo del sector sumando las actividades de producción y distribución de energía eléctrica se fija en torno al 2 por ciento del PIB, con un volumen de empleo en torno a 80.000 personas en 2016 y una tasa de temporalidad del 15 por ciento¹⁴ (CES, 04/ 2017 pág. 16).

Dentro del sector eléctrico entendido como sistema diferenciamos las siguientes actividades; generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales y gestiones técnicas y económicas.

Generación: “Producción de la energía eléctrica”¹⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 17).

Transporte: “transmisión de la energía eléctrica por la red con el fin del suministro a los distintos sujetos o intercambios internacionales”¹⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 17).

Distribución: “transmisión de la energía eléctrica desde las redes de transporte o desde las redes de generación propias de la distribución hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución con el fin último del consumo”¹⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 17).

Intercambios intracomunitarios e internacionales: “Intercambios de energía programada entre países a través de la red de transporte y distribución en el mercado mayorista”¹⁸ (CES, 04/ 2017 pág. 17).

Comercialización: venta de la energía eléctrica al consumidor por la empresa comercializadora que accede a las red de transporte y distribución.

En tanto que la energía eléctrica es un bien de primera necesidad no almacenable, se destaca el hecho de que en cada momento del consumo se ven involucrados todos los procesos del conjunto del sistema energético.

¹⁴El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁵El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁶El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁷El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁸El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

La norma básica vigente es la ley 24/ 2013 de 26 de diciembre del Sector eléctrico, como bien se dijo en el punto “Definición del sector. Desarrollo y evolución del sistema eléctrico”. Esta ley surge con el fin de paliar los problemas financieros arrastrados.

Destacamos dos hechos en la organización estructural del sector; el proceso de liberalización ya comentado y los avances tecnológicos actuales.

La desintegración vertical de las grandes empresas y la entrada de nuevos competidores al mercado representan este proceso, refiriéndonos a las actividades de producción y comercialización, ya que el carácter de monopolio natural de la distribución y el transporte solo permiten a estas actividades formar parte del proceso liberalizador mediante el libre acceso de terceros a la red.

	1996	2013	
Generación	80 empresas ¹	Generadores en régimen ordinario	Grandes generadores (5) Otros (300)
	580 autoproduktores, asociados a los diferentes sistemas ²	Generadores en régimen especial	Eólica (41) Fotovoltaica (75) Otros (600)
Distribución	400 empresas ³	340 empresas	
Transporte	12 empresas ⁴	1 empresa (REE)	
Comercialización	–	260 empresas	
Otros	–	Gestores de carga (10) Operador del mercado (1) Otros	

Cuadro 1. “Evolución del número de agentes implicados en el suministro eléctrico”¹⁹ ²⁰
(CES, 04/ 2017 pág. 35)

A continuación se exponen los puntos sobre generación, funcionamiento del mercado mayorista, transporte/intercambios internacionales y distribución, dejando la demanda de energía para el apartado 3.5 “Consumo eléctrico. Demanda de energía eléctrica.”

¹⁹ Empresas de generación de mayor tamaño; Unión Fenosa, Iberdrola, E. Viesgo, ERZ, Hecsa, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana.

Sistemas asociados a Iberdrola, Unión Fenosa, C. Sevillana, Fecsa, Enher, H. Cantábrico, E. Viesgo, E.R. Zaragoza.

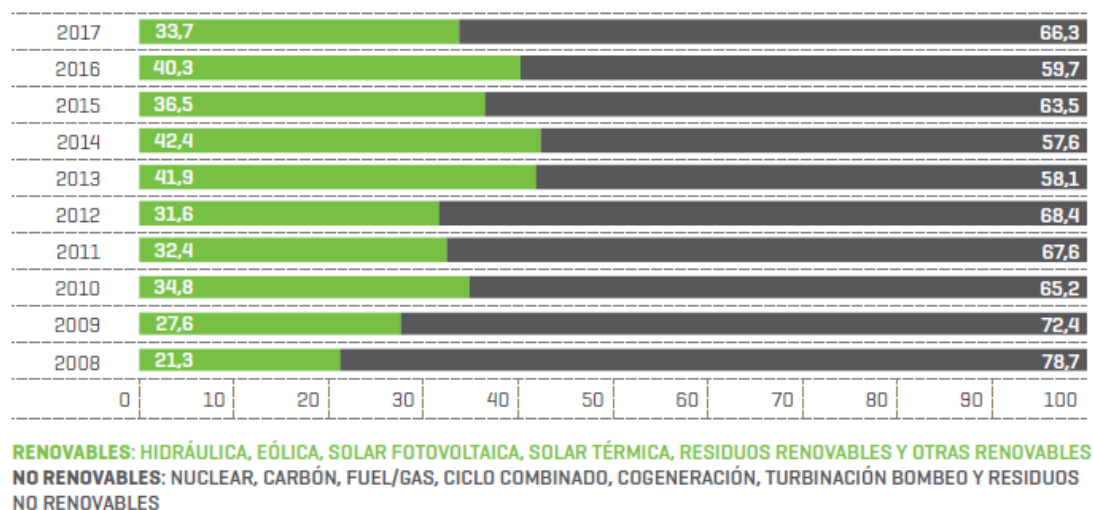
Las empresas más importantes de distribución son las mismas que las generadoras.

Red eléctrica de España, Unión Fenosa, Iberdrola, H. Cataluña, E. Viesgo, ERZ, H. Cantábrico, Enher, Fecsa, Sevillana, Unelco, Gesa.

²⁰El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

GENERACIÓN

El grueso del cambio estructural son los avances técnicos y la mejora de la eficiencia de las nuevas tecnologías y las energías renovables. Estos suponen, además del seguimiento de la apuesta por la electrificación de las economías europeas y su independencia energética son los factores explicativos para este cambio estructural en la estructura de generación.



Cuadro 2. “Comparación en porcentaje de la generación de energía renovable y no renovable eléctrica peninsular”.^{21 22} (REE, 2017 pág. 28)

La generación de energía eléctrica del sistema peninsular en 2017 se sitúa en 248.424 GWh, mientras que la de los sistemas no peninsulares se sitúan 14.221 GWh. Hay que destacar la caída de casi el 50% de la producción eléctrica hidráulica peninsular debido a las sequías, mientras que los ciclos combinados y el carbón aumentan su participación en un 31,8 % y 21% también en la península. En el sistema no peninsular la producción eléctrica con carbón aumenta en un 13%.

²¹ En 2017 se reduce el porcentaje de generación como consecuencia del impacto de la sequía en la generación hidráulica.

²² El sistema eléctrico español, REE.

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	%17/16	GWh	%17/16	GWh	%17/16
Hidráulica	18.361	-49,1	3	-5,5	18.364	-49,0
Turbinación bombeo ^(a)	2.249	-28,2	-	-	2.249	-28,2
Nuclear	55.609	-0,9	-	-	55.609	-0,9
Carbón	42.593	21,0	2.603	13,0	45.196	20,6
Fuel/gas ^(a)	-	-	7.011	3,6	7.011	3,6
Ciclo combinado ^(a)	33.855	31,8	3.442	-3,7	37.296	27,5
Hidroeléctrica	-	-	20	12,7	20	12,7
Eólica	47.498	0,4	399	0,1	47.897	0,4
Solar fotovoltaica	7.988	5,4	397	-0,4	8.385	5,1
Solar térmica	5.348	5,5	-	-	5.348	5,5
Otras renovables ^(a)	3.603	5,5	11	5,1	3.614	5,5
Cogeneración	28.134	8,7	36	4,2	28.170	8,7
Residuos no renovables	2.459	-0,5	149	9,7	2.608	0,0
Residuos renovables	728	12,1	149	9,7	877	11,7
Generación	248.424	0,0	14.221	3,2	262.645	0,1
Consumos en bombeo	-3.675	-23,7	-	-	-3.675	-23,7
Enlace Península-Baleares ^(a)	-1.179	-5,7	1.179	-5,7	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos ^(a)	9.171	19,6	-	-	9.171	19,6
Demanda [b.c.]	252.740	1,1	15.400	2,5	268.140	1,1

Cuadro 3. “Balance de energía eléctrica nacional. Asignación de unidades de producción según energía principal usada”²³ (REE, 2017 pág. 29)

La estructura de generación española presenta un alto nivel de diversificación, diferenciando entre: ciclos combinados (25%), energía eólica (22%), energía hidráulica (19%), carbón (10%), nuclear (7%), cogeneración (6%), energía solar térmica y fotovoltaica (7%).

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%17/16	MW	%17/16	MW	%17/16
Hidráulica	17.030	0,0	2	0,0	17.032	0,0
Bombeo puro	3.329	0,0	-	-	3.329	0,0
Nuclear	7.117	-6,0	-	-	7.117	-6,0
Carbón	9.536	0,0	468	0,0	10.004	0,0
Fuel/gas	0	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.922	0,1	211	35,2	23.132	0,3
Solar fotovoltaica	4.439	0,0	247	0,2	4.687	0,0
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables ^(a)	852	0,1	6	0,0	858	0,1
Cogeneración	5.818	-2,8	10	0,0	5.828	-2,8
Residuos no renovables	459	0,0	38	0,0	497	0,0
Residuos renovables	123	0,0	38	0,0	162	0,0
Total	98.877	-0,6	5.245	1,1	104.122	-0,5

Cuadro 4. “Balance de potencia eléctrica instalada a 31.12.17. Sistema eléctrico nacional”²⁴ (REE, 2017 pág. 29).

²³ El sistema eléctrico español, REE.

²⁴ El sistema eléctrico español, REE.

A 31 de diciembre de 2017 el parque generador de energía eléctrica peninsular se sitúa en 98.877 MW en el sistema peninsular y 5245 MW en el no peninsular, disminuyendo un 0.6% y aumentando un 1.1% en comparación con el año anterior respectivamente. En el conjunto del sistema eléctrico nos encontramos con un descenso en la potencia instalada por segundo año consecutivo, finalizando el año 2017 en 104.122 MW, 0.5% menos que en 2016. Del total de potencia instalada el 46,3% corresponden a energías renovables y el 53,7 % a energías no renovables.

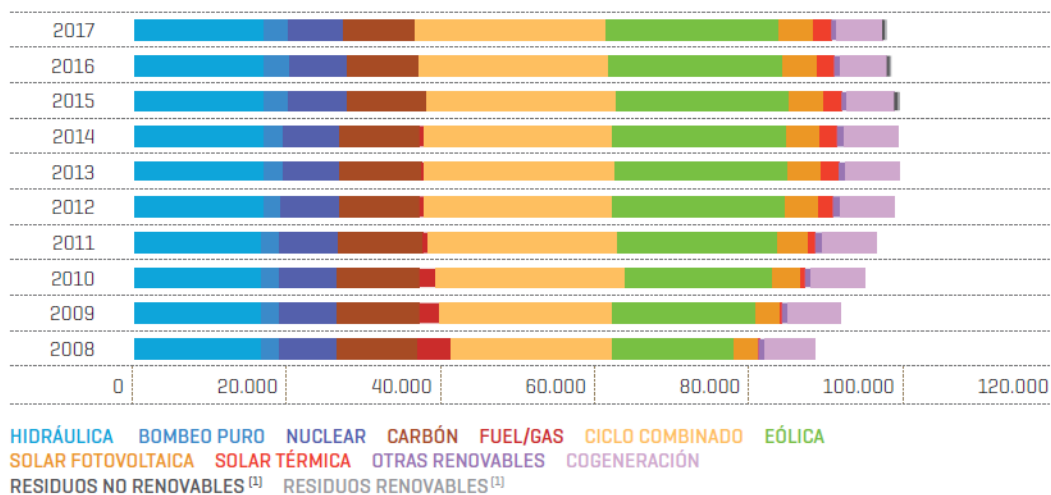


Gráfico 2. “Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW)”²⁵ (REE, 2017 pág. 30)

Este parque generador de energía eléctrica se refiere a la potencia instalada, definida como “la capacidad total de generación de energía eléctrica”²⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 37), mientras que la “contribución del sistema a la seguridad del suministro”²⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 37) se mide a través de la potencia firme, que es “aquella que se puede ofrecer en los momentos de mayor demanda con un mínimo de seguridad o certeza”²⁸ (CES, 04/ 2017). Esta diferenciación es crucial en la configuración del mix energético para contar con la energía de respaldo que crea un suministro seguro.

La demanda instantánea peninsular presenta máximos anuales muy por debajo de la oferta potencial, de forma que “el índice de cobertura de la demanda”²⁹ está en torno al 30%, cuando el objetivo europeo de los sistemas desarrollados es del 10%.”³⁰ (CES, 04/ 2017 pág. 37). De esta forma existe un amplio margen de reserva de generación de la electricidad que contribuye a que el suministro sea fijo y seguro, pero que constituye un elevado coste para el sistema. El índice de cobertura real, referido a la potencia firme, realmente no es tan elevado como para considerar el sistema ineficiente.

²⁵ El sistema eléctrico español, REE.

²⁶ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

²⁷ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

²⁸ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

²⁹ Índice de cobertura de la demanda: porcentaje entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demandada al sistema.

³⁰ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Destacando el hecho de la no almacenabilidad de la electricidad, el sistema debe ser capaz de en cada momento de satisfacer la demanda. La eficiencia del sistema dependerá de que en cada momento la capacidad de producir esta energía se adapte con el uso de distintos tipos de fuerzas generadoras a la demanda; en cada momento se presenta una diferenciación entre la energía que se producida y la casada para esta capacidad instalada.

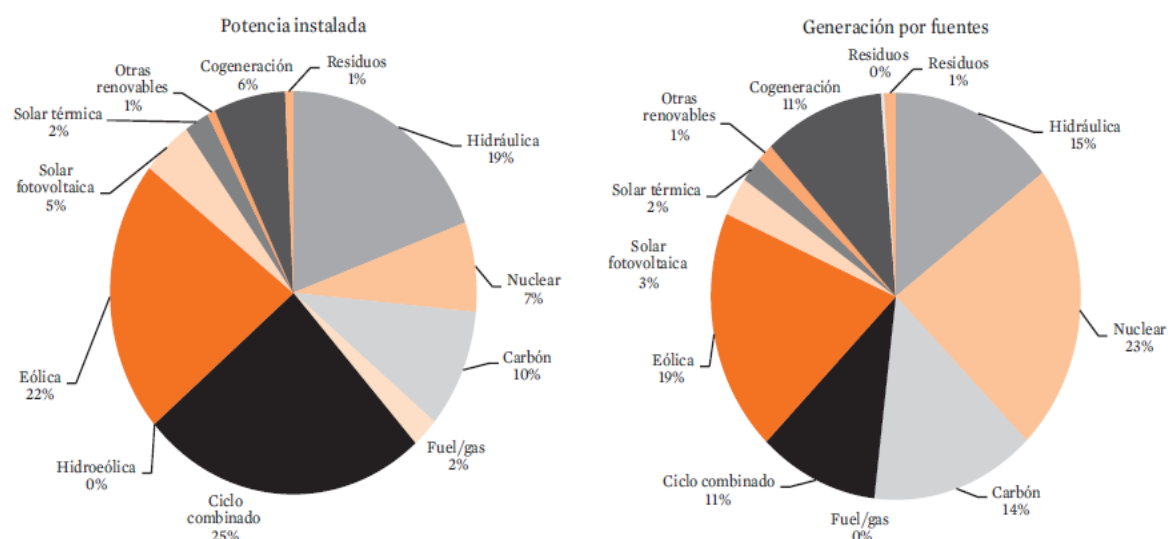


Gráfico 3. "Potencia instalada y generación de electricidad por fuentes, en 2016 (porcentaje sobre el total)"³¹ (CES, 04/ 2017 pág. 40)

Dentro del gráfico 3 se aprecia claramente una distorsión entre la potencia instalada de energía nuclear y la propia generación eléctrica con esta energía. La generación con carbón también se encuentra por encima de su capacidad instalada, mientras que en la tecnología de ciclos combinados se aprecia claramente lo contrario, con una reducción del 25% de potencia instalada al 11% de generación, debiendo enlazar esta idea con la del coeficiente de utilización y la rentabilidad económica de la instalación y la producción.

Se entiende la diferencia entre capacidad instalada y producción, dado que en cada momento esta se configura con determinados requisitos técnicos, de estabilidad del sistema (originados por cada tecnología de generación y las condiciones ambientales) y el propio funcionamiento del mercado que "marca, al mismo tiempo que la casación entre la oferta y la demanda la estructura por fuentes de la generación de la energía eléctrica"³² (CES, 04/ 2017 pág. 40).

Esto quiere decir que encontramos un desajuste entre el parque generador, los requisitos técnicos y de estabilidad del sistema, los externos y la estructura de oferta y demanda de los mercados por fuente de generación.

³¹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

³²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

A destacar también el Coeficiente de utilización³³, fijado en 2017 para el carbón del 56,9%, para la energía nuclear del 98,5% y para los ciclos combinados del 16,7%.

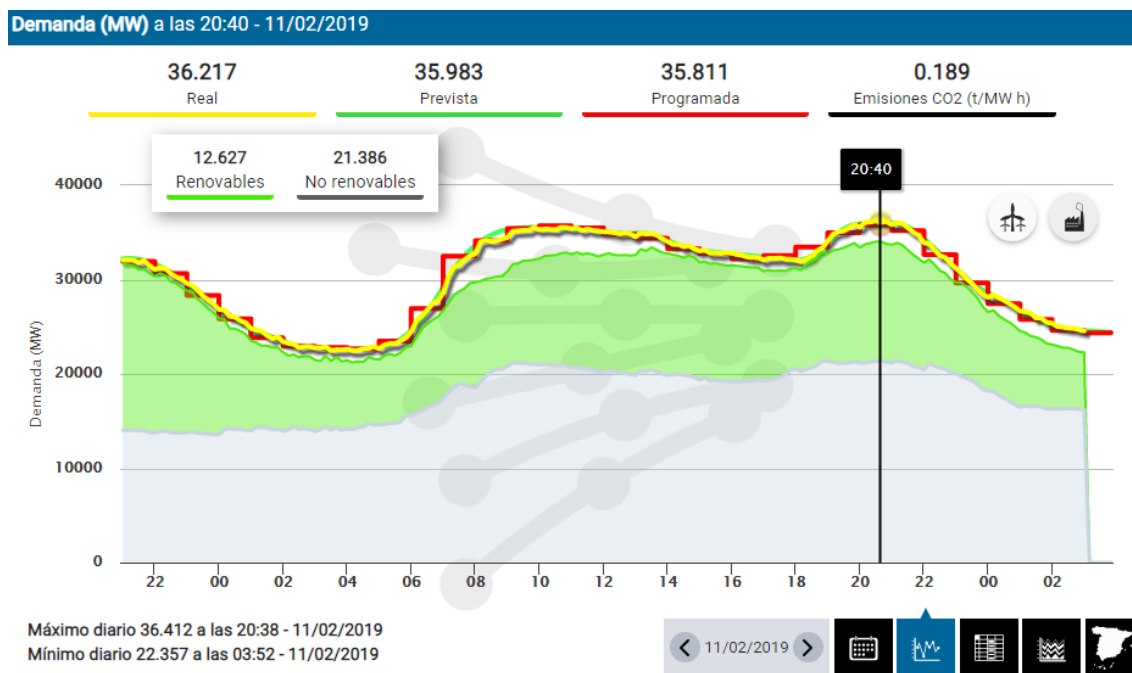


Gráfico 4. "Demanda real, prevista y programada 11/02/2019"³⁴

En el anterior gráfico podemos apreciar la diferencia entre la demanda real, prevista y programada en el día 11/02/2019. Cabe decir que el pico máximo de diferencia entre producción renovable y no renovable lo encontramos en el día anterior a las 21:30 con una proporción de 17.638 a 14.049, mientras que el mínimo es en el día 12/02/2019 a las 3:00 con una proporción de 6.097 a 16.204. Se aprecian también los picos de demanda entre las 9:00 y las 10:00 de la mañana mientras que por la noche el pico máximo viene a las 20:38 con un máximo de 36.412 MW.

Es interesante comprobar que la energía demandada se encuentra por encima de la producida, por tanto en este día el saldo neto de intercambios internacionales es importador de forma constante en el día con los picos en los momentos de mayor consumo.

Debemos destacar que son 4 comunidades donde se produce más del 50% de la energía (Cataluña, Andalucía, Castilla y León y Galicia) mientras que en la demanda destacan Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana y Madrid.

MERCADO MAYORISTA

Como hemos comentado, en la generación de la energía eléctrica interviene la propia estructura de oferta y demanda de los mercados según su fuente de generación.

³³ Cociente entre la producción real y la producción disponible o máxima producción que podría alcanzar la central funcionando a la potencia nominal durante las horas en que está disponible. REE no suministra datos del coeficiente de utilización de más tipos de centrales.

³⁴ Demanda real programada REE

El mercado de producción de energía eléctrica “se organiza en una secuencia de sucesivos mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos”³⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 42); mercado a plazos, mercado spot y mercados de servicios de ajuste.

Este mercado de la energía (MIBEL) se compone de dos operadores de mercado OMIE Y OMIP; polo portugués y polo español.

En este mercado de producción existen dos figuras clave: REE como Operador del Sistema, que “se encarga de gestionar las entregas asociadas a la compraventa de la energía y asegura que las entregas sean físicamente viables”³⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 42), y el Operador del Mercado que “facilita que las transacciones se realicen de forma estandarizada y que todos los agentes dispongan de la misma información”³⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 42).

Este mercado toma el formato del POOL (agentes ofertan toda su energía diferenciada por centrales y esperan casación con demanda)

Existen dos mercados de negociación de la energía diferenciados por la anticipación con que se lleve a cabo la compraventa de la electricidad; mercado spot o al contado (desde el día anterior al suministro hasta en tiempo real) y mercado con entrega a plazo (intercambio con entrega en el futuro, entre 2 años y dos días antes del suministro). En el mercado spot la energía se intercambia mediante subasta, mientras que en el mercado a plazo la forma de intercambio es el trading.

Hay que destacar que en el mercado a plazos los agentes intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos superiores a 24 horas pudiéndose producir con años, meses, semanas o días de antelación antes de la entrega (planificación y estabilidad mientras que los mercados diarios e intradiarios permiten transacciones en operaciones diarias e intradiarias (dinamismo y flexibilidad).

También debemos diferenciar entre mercados de contratos bilaterales físicos y el mercado financiero OTC (mercados no organizados) por un lado, y por otro los mercados organizados, OMIP y el mercado de futuros EEX. La diferencia entre los mercados organizados y no organizados es sencilla; mientras que los mercados organizados están sujetos a unas reglas de participación aprobadas por las entidades que los gestionan, los mercados no organizados son mercados de carácter privado donde los agentes intercambian contratos sin reglas de participación ni supervisión, fijando de forma privada el precio de la energía además del volumen de energía negociado en cada uno de ellos; si en 2016 se alcanza un volumen de negociación de 196.5 TW/h, (78.7 por ciento de la demanda eléctrica peninsular se negocia) el 86,3 por ciento de este volumen se comercializó en el mercado OTC mientras que el resto se llevó a cabo en OMIP Y EEX, mercados regulados.

A destacar el 67,91% de la demanda total de energía se negocia en OTC, mercado no organizado; mercado OTC con misma oferta y mayor demanda, sin conocer datos de rentabilidad ni riesgo da lugar a un mayor precio de la energía en el mercado mayorista. El operador de mercado al por mayor de la electricidad en España es OMI-Polo español S.A. (OMIE).

³⁵El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

³⁶El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

³⁷El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Hay que destacar que OMIE es una sociedad española de carácter privado creada para gestionar el mercado spot de la electricidad en la península. Funciona como una plataforma donde los agentes pueden comprar y vender electricidad a un precio justo y público supervisada por la CNMC.

“Los vendedores presentan ofertas de venta y los compradores presentan ofertas de compra a OMIE para cada hora del día siguiente. Con estas ofertas OMIE constituye las curvas de oferta y demanda de cuyo cruce resulta tanto el precio como el volumen de energía en una hora determinada siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE y en base al algoritmo EUPHEMIA”³⁸ (CES, 04/ 2017 pág. 44).

Casada oferta y demanda es REE quien valida la viabilidad técnica. Esta restricción hace que esta energía casada varíe en el mercado diario (un 4 o 5 por ciento) dando lugar a un programa diario viable.

OMIP, por contra a OMIE es un mercado de futuros gestionado por el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

Los organismos encargados de la regulación de estos mercados son, principalmente el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

A destacar que OMIE (operador de mercado) es el Holding participado al 50 por ciento por OMEL Y OMIP que construye las graficas precio volumen para cada hora, es decir, presenta las oferta y la demanda. REE (operador de sistema) valida desde el punto de vista técnico.

TRANSPORTE/INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

“La actividad de transporte tiene por objetivo llevar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores garantizando la calidad y seguridad del suministro”³⁹ (CES, 04/ 2017 pág. 46).

REE es el gestor de la red y, por tanto, el responsable de su desarrollo, cuidado, mantenimiento y quien garantiza el acceso de terceros a la red en condiciones de igualdad a cambio de la debida contraprestación en la factura del consumidor final. Tanto el transporte como la distribución de la energía son actividades reguladas por el Estado, liberalizadas a través del acceso de terceros a la red.

“En 2016 la red de transporte de España estaba compuesta por más de 43600 km de líneas, de las cuales la mitad eran de alta tensión y un 96 por ciento de líneas aéreas. La red de transporte española constituye una red fiable y segura con elevados índices de calidad de servicio al sistema eléctrico”^{40,41} (CES, 04/ 2017 pág. 46).

Para este trabajo es interesante decir que en 2017 se ha continuado destinando recursos a diferentes proyectos de innovación aplicados a la red de transporte, donde destacan la investigación en materiales VHTSC, la creación de un modelo para la estimación de la vida útil de las estructuras metálicas, y la evaluación de la vida útil de los cables aislados de potencia entre otros, mencionados estos proyectos por las condiciones de

³⁸El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

³⁹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁴⁰Tiempo Interrupción Medio (TIM), tasa de indisponibilidad (TI).

⁴¹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

ahorro económico y la ayuda en la correcta estimación de lo que son los flujos de capital en la seguridad de futuras inversiones.

La red de transporte abarca las conexiones internacionales. Estas consisten en el intercambio de energía programado entre países mediante la propia red, negociada en el mercado mayorista. En 2017 se da un saldo neto importador por valor de 9175 GWh. En 2017 el saldo neto mensual es importador menos los meses de enero, noviembre y diciembre.

Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2017 (GWh)

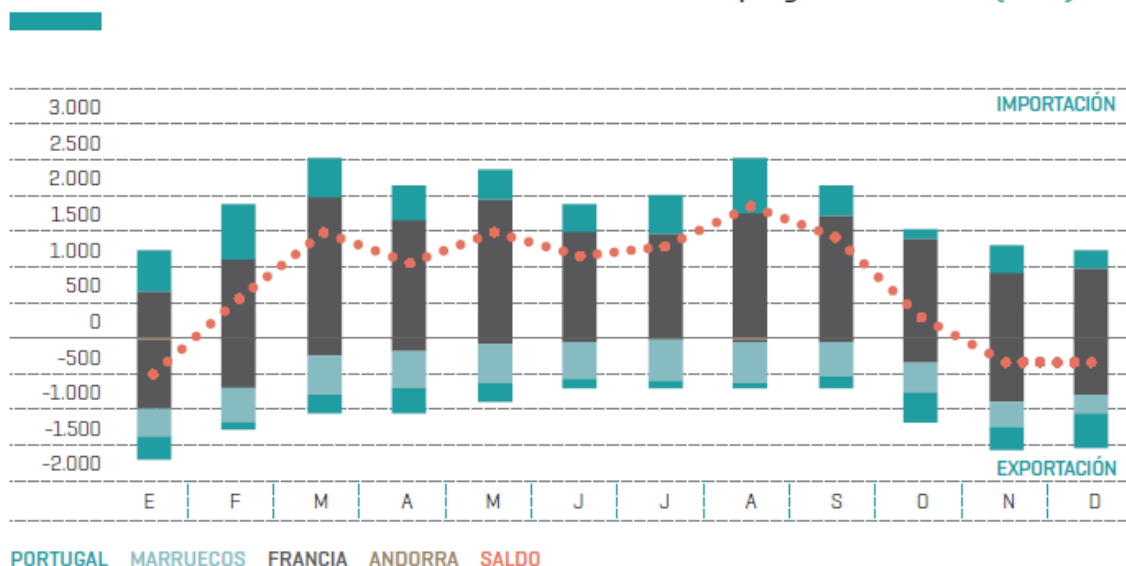


Gráfico 5. “Evolución mensual de los intercambios internacionales programados 2017 (GWh)”⁴² (REE, 2017 pág. 50)

En 2017 aumenta la programación diaria de importación de GWh en un 12,2 por ciento respecto a 2016 (22.824 GWh en importación) mientras que la de exportación lo hace en un 7,6 por ciento (13649 GWh). Como país importador destacamos a Marruecos (5700 GWh importados) y como exportador a Francia (17100 GWh).

La importancia de las interconexiones radica en tres factores; respaldo de seguridad al sistema, mejora de la eficiencia de los sistemas interconectados (fomenta la generación con energías más eficiente) y aumento del grado de competencia (propuestas más competitivas) lo que se traduce en menores precios mayoristas, con el hecho a destacar de que la energía es un bien no diferenciable.

Con respecto a estas conexiones, también es importante decir que la creación de estas están sujetas a objetivos fijados por la Unión Europea con el fin de lograr la integración de un sistema eléctrico europeo único, que los países con un mayor grado de desarrollo de estas conexiones presentan precios más competitivos y más parejos en los mercados mayoristas y que la repercusión que tienen las energías renovables en este sistema es elevada, siendo estas las de menores costes de generación y las más baratas para comercializar, lo que se traduce en una mejora del saldo neto exportador.

⁴² El sistema eléctrico español, REE.

DISTRIBUCIÓN

“La longitud total de la red de distribución es cercana a los 800.000 km. Los titulares de las redes de distribución son responsables del mantenimiento, la construcción, la operación y el desarrollo en caso necesario de la red”⁴³ (CES, 04/ 2017 pág. 53) además de las interconexiones con otras redes (también de que estas redes se ajusten por su capacidad a todos los criterios de viabilidad establecidos para su correcto funcionamiento).

Hasta junio de 2009 las empresas distribuidoras eran las responsables de gestionar el suministro de la tarifa regulada. Sin embargo, a partir de esa fecha y con la conversión de esta al Suministro de último recurso esta gestión recae en las empresas comercializadoras de último recurso.

En la actualidad las distribuidoras se limitan a la actividad de distribución, diferenciadas de las productoras y las comercializadoras. A destacar en la actividad distribuidora es la responsabilidad que en ella recae sobre la digitalización y la automatización de las redes, generando con esto una mayor seguridad jurídica y dotando al consumidor doméstico de una mayor responsabilidad en la gestión de su consumo de energía.

Las empresas comercializadoras son las que se encargan del suministro eléctrico a los clientes finales a cambio de la debida remuneración. La empresa suministradora realiza una previsión del consumo de los clientes y planifica la adquisición de energía (recordemos el punto del mercado mayorista donde un 67,91 por ciento de la demanda total de energía se negocia en mercados OTC no organizados).

Para llevar la energía al consumidor estas empresas hacen uso de las redes de transporte y distribución a cambio de una contraprestación económica y los peajes de acceso, donde también cabe decir que en último término este coste se refleja en la factura del consumidor mediante estos pagos concretos.

“El mercado eléctrico en España se compone de 29,1 millones de puntos de suministro; 17,1 millones mediante comercializador libre y 12 millones a través del comercializador de referencia. De las más de 260 empresas comercializadoras, 8 son las de referencia y el resto mercado libre y en el mercado libre las comercializadoras de los grandes 5 grupos de referencia suministran el 89.5 por ciento de los puntos de suministro”⁴⁴ (CES, 04/ 2017 pág. 54).

⁴³El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁴⁴El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

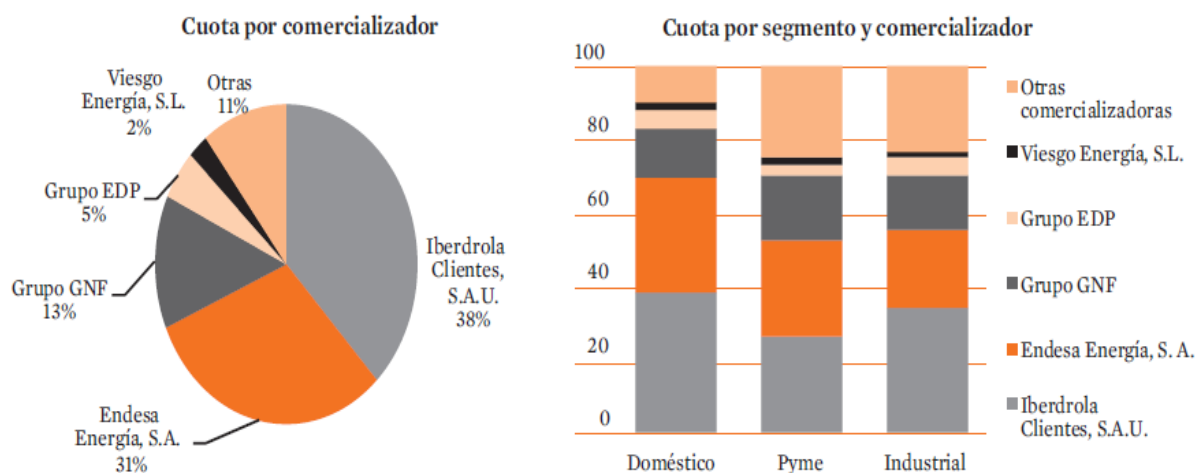


Gráfico 6. “Cuota por comercializador en el mercado libre por número de suministros (2016)”⁴⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 54)

Gráfico 7. “Cuota por segmento y comercializador en el mercado libre (2016)”⁴⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 54)

Por segmentos de consumo cabe decir que para industriales y pyme el suministro viene de comercializadoras libres (99% y 98% respectivamente) y para usuarios domésticos, que constituyen el 97% del total de puntos de suministro (28.227.000 hogares de puntos de suministro) las comercializadoras libres representan el 58 de estos puntos de suministro.

Destacamos para el consumidor doméstico las modalidades de Suministro de referencia, mercado liberalizado o Suministro de Último Recurso.

3.4. El precio de la electricidad; los costes del sistema eléctrico.

La tendencia al alza del precio de la electricidad y la alta volatilidad de este son puntos de especial preocupación teniendo en cuenta, como ya se ha dicho, que la electricidad es tanto bien de primera necesidad como bien de carácter estratégico.

Para realizar el análisis del precio de la electricidad se procede a un desglose explicativo de los costes para responder a la cuestión de su comportamiento.

Estructura del precio de la electricidad:

A grandes rasgos, el precio de la factura se clasifica en tres elementos que se desarrollarán a continuación;

Coste de la energía, coste de acceso o peaje e impuestos.

⁴⁵ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁴⁶ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

COSTE DE LA ENERGÍA

Cuando hablamos del precio en factura debemos diferenciar entre costes fijos y variables. Al hacerlo del coste de la energía nos referimos concretamente a la parte variable de la factura, a la que reciben las compañías generadoras por los servicios que prestan y que representa en torno al 35 por ciento de la factura final. Esta es la parte de la factura donde se refleja la volatilidad del mercado mayorista.

El coste se fija en el mercado mayorista respondiendo a una secuencia de tres subastas, como se explicó anteriormente en el punto “3.3. SECTOR ELÉCTRICO COMO ACTIVIDAD ECONÓMICA, Generación”. La volatilidad del precio se da en los dos últimos mercados de subastas, el diario y el intradiario, puesto que la principal ventaja del mercado a plazos es la gestión del riesgo. Ha de considerarse, como también se comentó anteriormente, el volumen de energía negociada en cada uno de ellos. El mecanismo de fijación de precios es de tipo marginalista, lo que explica que este precio se dispare en días concretos, sobre todo en aquellos en que la producción de energía eléctrica mediante energías renovables es escasa. Se puede observar que cuanto mayor es la producción obtenida mediante este método menor es el precio en el mercado mayorista y más se acercan estos a los del resto de Europa.

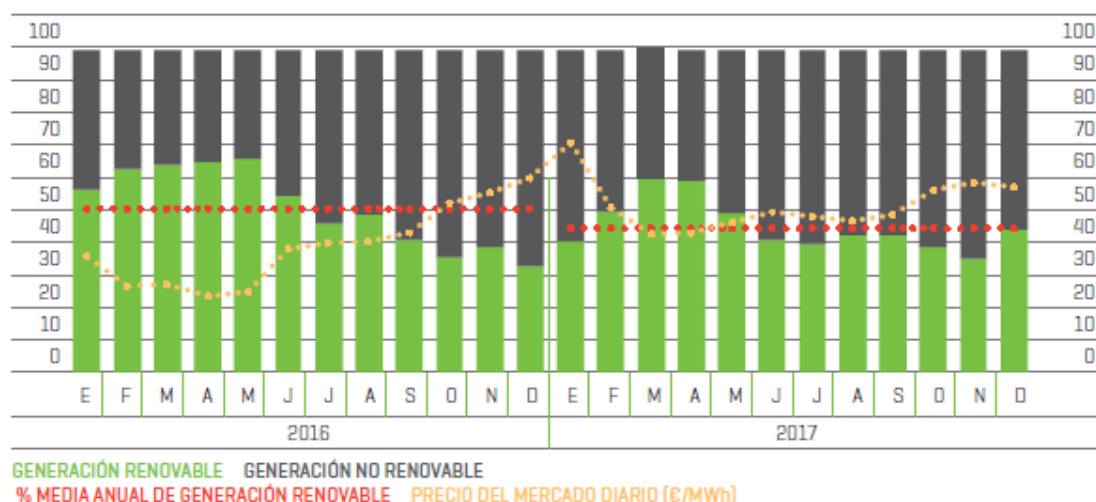


Gráfico 8. “Generación en España y precios (% y €/MWh)”⁴⁷ (REE, 2017 pág. 78)

Representando las horas de generación casadas con la demanda en las horas de precio máximo y mínimo anual observamos que en la hora del precio mínimo el precio marginal viene dado por la producción de energía eólica siendo la energía renovable casada superior al 70%.

En cambio, para hablar del precio máximo es el ciclo combinado el que determina este precio marginal, con una generación eléctrica mayor del 70% con energía no renovable. En 2017 los meses de mayor eolicidad e hidrolicidad fueron los únicos que registraron precios inferiores a 6 euros/MWh.

⁴⁷ El sistema eléctrico Español, 2017. REE.

	Precio mínimo	Precio máximo
	30 de abril	25 de enero
HIDRÁULICA	5,8 %	12,6 %
TURBINACIÓN BOMBEO	0,8 %	6,7 %
NUCLEAR	9,4 %	2,9 %
CARBÓN	0 %	27,2 %
CICLO COMBINADO	0 %	26,9 % (1)
EÓLICA	52,9 % (1)	10,4 %
SOLAR FOTOVOLTAICA	10,4 %	0 %
SOLAR TÉRMICA	3,6 %	0 %
OTRAS RENOVABLES	1,7 %	1,4 %
COGENERACIÓN Y RESIDUOS	15,4 %	11,9 %

Cuadro 5. “Estructura de la generación en las horas de precio de máximo y mínimo en el mercado diario 2017”⁴⁸. (REE, 2017 pág. 79)

Llegados al punto de equilibrio entre oferta y demanda debe garantizarse la gestión del servicio y adaptarse a la realidad técnica concreta del sistema. De esto se encarga REE, como ya se comentó también, destacando que estas variaciones técnicas afectan al precio de equilibrio alcanzado en el mercado (recordar que estas variaciones son del 4 al 5 por ciento). Cuando se detectan desequilibrios es cuando se aplican los denominados mecanismos de ajuste: “gestión de las restricciones técnicas, gestión de servicios complementarios y gestión de desvíos”⁴⁹ (CES, 04/ 2017 pág. 59).

El precio mayorista también incluye los pagos por capacidad, pagos a los generadores eléctricos destinados a mantener la capacidad generadora, donde hay que recalcar que esta reserva, si bien es necesaria para asegurar la fiabilidad del suministro y responde a la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica, constituye un sobre coste para el conjunto del sistema que aunque no lo hagan ineficiente tampoco ayudan a mejorar la situación financiera del mismo.

Teóricamente, “estos pagos incentivan la inversión, reducen el poder de mercado de los generadores pivotaes”⁵⁰ (CES, 04/ 2017 pág. 59) (los que marcan en última instancia el precio entre oferta y demanda) y ayudan a mejorar la estabilidad de los precios, pero “se ha apuntado la posibilidad de que estos costes no cumplan con la normativa europea de competencia justa”⁵¹ (CES, 04/ 2017 pág. 59).

Otro factor a destacar en el precio de la electricidad del mercado mayorista es el mecanismo de interrumpibilidad bajo la premisa de aportar flexibilidad ante situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda, flexibilidad requerida sobre todo a los grandes consumidores industriales. Consiste en la fijación mediante subasta (subasta de precio descendente) de un precio con la que financiar el coste de las pérdidas que pudieran ocasionar la necesidad de una repentina falta de suministro generada por el propio sistema cuando lo vea conveniente (bien por causas económicas o técnicas). Este servicio se activa por orden de REE a los grandes consumidores que son proveedores

⁴⁸El Sistema eléctrico español, 2017. REE.

⁴⁹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁵⁰El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁵¹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

del servicio por el que obtienen una retribución fija aunque no se use y otra variable, si bien es cierto que los proveedores del servicio deben someterse al cumplimiento de ciertos requisitos como el del consumo del 50 por ciento de su energía de producción en horas valle para dar soporte al sistema. Hay que decir que esta herramienta es objeto de críticas y estudios, no porque no sea necesaria sino por el poco uso que se hace de ella, el pago de la parte fija y la supuesta ineficiencia del cálculo tanto de la cantidad de potencia interrumpible subastada como el del propio diseño de las subastas, que suponen otro sobre coste.

De estas subastas hay que decir que tienen grandes costes de organización y dificultades técnicas, además de la falta de consideración en las mismas al haber tan sólo dos grupos: 90 MW o 5MW, lo que dificulta el acceso a las mismas de los pequeños proveedores de electricidad.

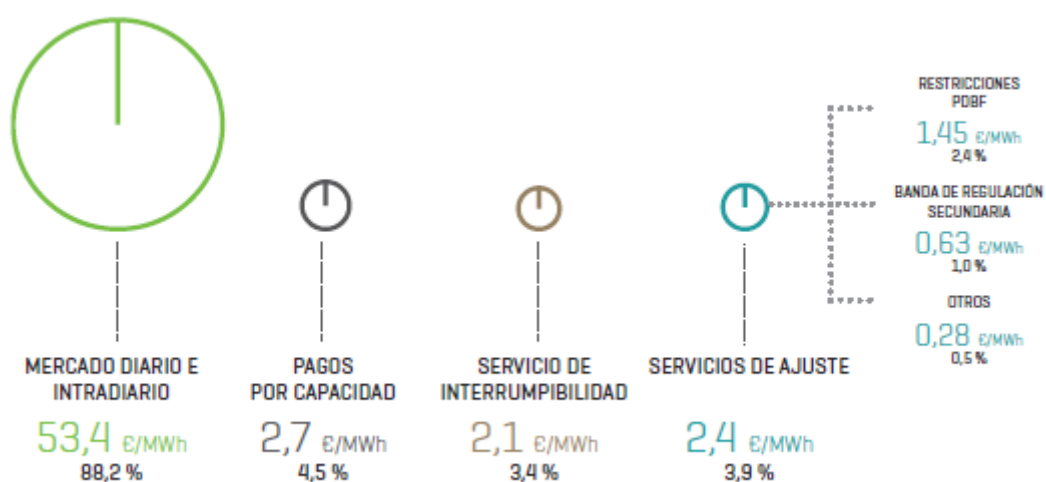
También hay que destacar el “impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica”⁵² (CES, 04/ 2017 pág. 61) (IVPEE), impuesto que afecta directamente a la generación con el objetivo de “internalizar los costes medioambientales derivados de las redes de transporte y distribución, fijados en un 7 por cien independientemente del tipo de instalación generadora”⁵³ (CES, 04/ 2017 pág. 61).

Este impuesto se ve reflejado en la factura al consumidor, asumiéndolo el productor como coste directo en la estructura de costes.

De hecho, en 2017 la recaudación por este impuesto fue de 1487 millones de euros ⁵⁴, repercutido finalmente en el propio consumidor.

La ley 15/2012 también establece impuestos sobre el combustible nuclear gastado, los residuos radiactivos y al almacenamiento de estos.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 60.6 €/MWh, un 25.1 por ciento superior al precio de 2016. Durante 2017 el precio de los mercados diario e intradiario correspondió al 88.2% del precio total, el 3,9% a los servicios de ajuste del sistema, el 4,5% a los servicios por pagos en capacidad y el 3,4% a los pagos por interrumpibilidad.



⁵²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁵³El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁵⁴ Agencia tributaria, informe anual de recaudación tributaria año 2017

Gráfico 9. “Componentes del precio medio final del mercado eléctrico 2017”.⁵⁵ (REE, 2017 pág. 75)

Comparado con el año pasado, cabe decir que se produce un aumento del 31,5% en el precio del mercado diario e intradiario y del 6,7% en el servicio de interrumpibilidad mientras que se produce un descenso del 23,9% y del 1,4% en los servicios de ajuste y los pagos por capacidad respectivamente.

TARIFAS DE ACCESO

Son los costes fijos en la factura, y los que representan la parte regulada del precio de la electricidad. Pueden considerarse el principal factor explicativo del aumento del precio de esta.

Bajo este concepto encontramos los siguientes costes relativos correspondientes a la parte regulada de la factura de la electricidad; los costes de transporte, de distribución, la tasa de apoyo a las renovables RECORE, las anualidades del déficit de tarifa, los pagos al sistema extrapeninsular y otros costes menos relevantes.

Costes de acceso	Miles de euros	% sobre total
Coste de transporte	1.764.429	10,3
Costes de distribución y gestión comercial	5.080.499	29,5
Retribución específica RECORE	6.726.000	39,1
Anualidades déficit años anteriores	2.871.904	16,7
Retribución sistemas no peninsulares	740.632	4,3
Tasa CNMC	20.966	0,1
Sistema de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares	8.300	0,0
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	0,0
Total coste de acceso en 2016	17.212.870	100,0

Cuadro 6. “Costes de acceso, 2016”⁵⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 62).

TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN: Los costes de transporte “cubren el mantenimiento, la inversión y las operaciones en redes de alta y media tensión”⁵⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 63). Estos costes se corresponden con el 10 por ciento de los regulados. Los costes de distribución cubren los costes de la inversión, el mantenimiento y las operaciones de todas las redes de distribución de España, lo que supone casi un 30 por ciento de los costes fijos. Ambos costes han aumentado durante estos años debido a la implantación del nuevo sistema de control y medida.

⁵⁵ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

⁵⁶ CNMC, Boletín de indicadores eléctricos, octubre de 2017

⁵⁷ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Hay que destacar que a pesar del aumento de estos costes, su peso relativo ha decaído pasando de constituir el 70 por ciento del peso total de los costes (2003) al 40 por ciento (2016).

RECORE: La retribución RECORE es una tasa de apoyo a las energías renovables basadas en subvenciones a las mismas, cobrando estas especial relevancia en el proceso de transición energética. Sin embargo, la irrupción de algunas de estas tecnologías en el es aún muy reciente, con lo que esto conlleva que para su correcto funcionamiento y gestión económica deba valorarse el echo de ser energías complementarias necesitadas de subvenciones para dar soporte al sistema aun a riesgo de tener costes de generación mayores a otras energías más asentadas y de no ser las más eficientes. Esta partida (retribución a renovables, cogeneración y residuos) constituye en 2016 el 40 por cien de los costes de acceso⁵⁸. La planificación inadecuada de esta partida implicó unas primas a la inversión que dispararon los precios y aumentaron los déficits de tarifa⁵⁹, debiendo tomar medidas drásticas para paliar los problemas financieros.

Esta situación lleva a que en la Ley de 24/2013 se elimine el Régimen Especial⁶⁰, pasando a existir un único régimen de mercado regido por las leyes establecidas, manteniéndose las ayudas a las renovables y a la cogeneración pero más reducidas. Este proceso ha traído reclamaciones de los inversores internacionales (encabezados por organismos del banco mundial) como de los nacionales por incumplimiento de la Carta de la Energía al no haber garantizado un marco de estabilidad inversionista.

DEUDA: Pese a que los últimos ejercicios el balance por liquidación de cierre de las actividades reguladas se han cerrado con superávit, “a finales de 2016 el déficit acumulado ascendía a 23.070,4 millones de euros, coste que se traslada a la factura de los consumidores”⁶¹ (CES, 04/ 2017 pág. 64) (16,7 por cien de los costes de acceso en factura). Este déficit de tarifa cuenta es un activo en forma de derechos de cobro, “con unos intereses que ascendieron a 765,7 millones de euros a finales de 2017”⁶² (CES, 04/ 2017 pág. 65). La devolución del principal de esta deuda fue de 2072,7 millones, con un tipo de interés del 3,319%.⁶³

A 31 de diciembre de 2018 el déficit acumulado asciende a 18.851 millones, habiendo reducido la deuda en 2143 millones de euros en el mismo año, más de un 10 por ciento que en 2017 (en 2017 la deuda fue de 20994 millones)⁶⁴.

⁵⁸ Las subvenciones se valoran a parte de los costes regulados de acceso.

⁵⁹ Primas a la generación de fotovoltaicas.

⁶⁰ El Régimen especial se establece con carácter temporal y sujeto a las premisas de mejora medioambiental que supone la inversión en generación con energías renovables, condiciones acompañadas de tarifas con primas.

⁶¹ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁶² El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁶³ Datos de CNMC, informe actual sobre la deuda eléctrica en España

⁶⁴ Datos de CNMC, INF/DE/024/19

Categoría de Derechos de Cobro	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2017 (€)	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2018 (€)	Variación de la deuda (%)
FADE	16.947.087.795,68	15.398.461.064,78	-9,14%
Déficit 2013	2.688.495.360,72	2.469.746.823,89	-8,14%
Déficit 2005	848.444.920,00	565.988.030,00	-33,29%
Déficit Ex Ante	510.125.920,00	417.352.400,00	-18,19%
TOTAL DEUDA DEL SISTEMA	20.994.153.996,40	18.851.548.318,67	-10,21%

Cuadro 7. “Importe por categoría de derecho de cobro de la deuda del sistema eléctrico a 31/12/2017 y 31/12/2018 y porcentajes de disminución interanuales”⁶⁵.

El coste medio ponderado de la deuda del sistema eléctrico en 2019, con los datos disponibles a 31/12/18 es de 2,562%, lo que implica un descenso del 66,6% respecto al del año anterior (3,2727%) con los datos disponibles a 31/12/2018.

Categoría de Derechos de Cobro	31/12/2017		31/12/2018	
	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2017 (€)	Tipo de Interés 2018 (%)	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2018 (€)	Tipo de Interés 2019 (%)
Déficit 2005	848.444.920,00	-0,334%	565.988.030,00	-0,320%
Déficit Ex Ante	510.125.920,00	0,316%	417.352.400,00	0,330%
Déficit 2013	2.688.495.360,72	2,195%	2.469.746.823,89	2,195%
FADE	16.947.087.795,68	3,657%	15.398.461.064,78	2,787%
DEUDA TOTAL/COSTE MEDIO DEUDA	20.994.153.996,40	3,227%	18.851.548.318,67	2,562%

Cuadro 8. “Tipos de interés aplicable a las distintas categorías de los derechos de cobro y coste medio ponderado de la deuda en el sistema eléctrico”⁶⁶.

Por otra parte, y a tener en cuenta es el hecho de que después de 14 años consecutivos de generación de déficit, 2014, 2015, 2016 y 2017 han sido años de superávits, con un resultado de 1591 millones de euros.

De estos, encontramos que 638,5 millones se han aplicado al pago del bono social por valor de 202 millones de euros en 2014, 316,5 millones al de 2015 y 2016⁶⁷ y 120 millones de euros para ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía⁶⁸, quedando 952,5 millones en una cuenta específica del Banco Popular Español (más intereses).

⁶⁵ CNMC, INF/DE/024/19

⁶⁶ CNMC, INF/DE/024/19

⁶⁷ Ley 6/2018 de 3 de julio de “Presupuestos Generales del Estado para 2018” establece que una parte de ese superávit puede dedicarse al pago de litigios y resoluciones judiciales, bajo orden del ministro de energía, turismo y agenda digital.

⁶⁸ Orden TEC/1302/2018 de 4 de diciembre y Orden TEC/1314/2018 de 7 de diciembre para la instalación de producción de energía de fuentes renovables en territorios no peninsulares.

Es interesante destacar que la ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que no podrán revisarse a la baja estos cargos mientras exista deuda y que estos superávits deben ir destinados a los desajustes de años anteriores.

RETRIBUCIÓN NO PENINSULAR: “La retribución de los sistemas no peninsulares es una compensación por los mayores costes asociados a la generación de la electricidad en los territorios extra peninsulares, Baleares y Canarias, buscando que el precio de la electricidad fuera el mismo independientemente de donde se genere”⁶⁹ (CES, 04/ 2017 pág. 66).

Debemos destacar que en el precio final de la electricidad (partida de gastos de retribución sistemas no peninsulares) tan sólo se recoge el 50 por ciento de esta compensación. El otro 50 por ciento está soportado por los presupuestos generales del Estado.

TASA CNMC: La Tasa CNMC es la financiación de este organismo. Desde el 4 de junio de 2013 se integra en su estructura la Comisión Nacional de Energía, pasando a ser su principal labor la de velar por la transparencia y la existencia de competencia en los mercados eléctricos.

IMPUESTOS

Sobre los impuestos del sistema eléctrico hablaremos de dos; el impuesto sobre la electricidad y el IVA, pero cabe decir que en el desglose del coste se destacan otros que se ven repercutidos en el consumidor final a parte de estos. El IVA y el IESE se corresponden con el 25 por ciento de la facturación final.

Ambos son impuestos que gravan la totalidad de las actividades de suministro, pero cabe decir que la base imponible del IVA graba, además de la totalidad de estas actividades el resto de impuestos.

El impuesto especial sobre la electricidad⁷⁰ establece un coeficiente del 5,51%. Este tributo va con cargo a las actividades o instalaciones dedicadas al suministro eléctrico, pero éstas lo repercuten en la factura al consumidor.

Del IVA hay que destacar que, aunque hablemos de que la electricidad es un bien de primera necesidad el coeficiente a aplicar es del 21%, y que hace que el coeficiente real del otro impuesto sea del 6,667%.

Habría que aclarar que aunque el IVA en España sólo sea superado por el de los países nórdicos y Portugal, es muy difícil establecer comparaciones de relevancia entre los países de la Unión Europea debido a las distintas estructuras impositivas y recargos.

3.5. Demanda de energía eléctrica. Consumo eléctrico.

⁶⁹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Como demanda se entiende el requerimiento de energía eléctrica por parte del consumidor a una fuente de suministro en un punto de recepción. Por su parte, la comercialización de la energía eléctrica es la venta de esta al consumidor por la empresa comercializadora que accede a la red de transporte y distribución.

Una vez contextualizado el desarrollo del sistema eléctrico hasta la actualidad, entendido lo que es en su conjunto este sistema como actividad económica (a falta de la explicación de la demanda) y entendido el desglose del precio concreto de la electricidad, se explica el concepto de demanda junto al de consumo para la mejor comprensión de ambos, explicados a la par.

DEMANDA

La demanda de energía eléctrica en España alcanza los 268.140 GWh, continuando con la senda de crecimiento que se da desde 2015 (crecimiento del 1,1 por ciento respecto al año 2016).

La demanda mensual corregida peninsular se caracteriza por elevadas oscilaciones en su variación. Así podemos comprobar crecimientos superiores al 4 por ciento en los meses de enero, junio y diciembre, mientras que en marzo, abril y septiembre comprobamos descensos superiores al 1 por ciento.

Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en 2017 [%]

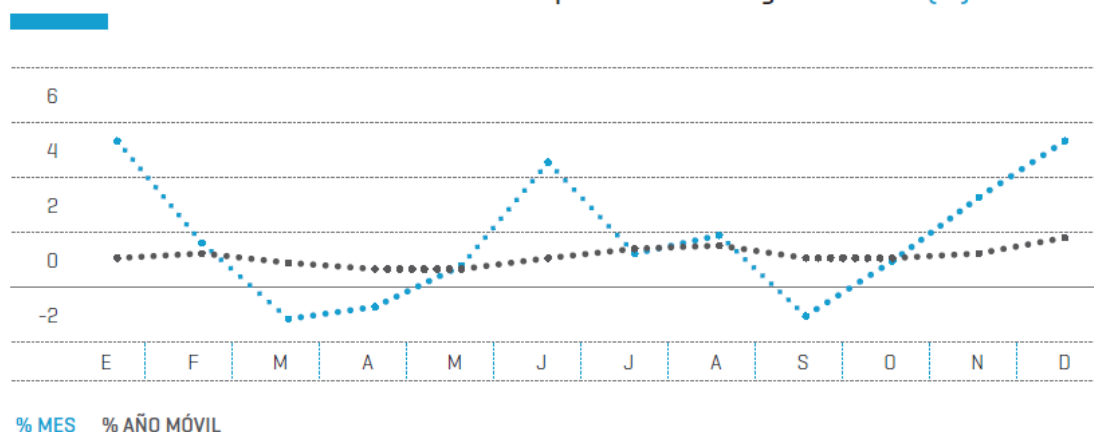


Gráfico 10. “Variación mensual de la demanda eléctrica peninsular corregida en 2017 (%)”⁷¹ (REE, 2017 pág. 20)

A continuación se explicará la evolución de la demanda en 2017 desde la perspectiva de tres variables distintas: temperatura, actividad empresarial (desde el índice de Red eléctrica, consumidores de potencia contratada mayor o igual a 450 KW)⁷² y localización geográfica.

“Desde el punto de vista de la influencia de las temperaturas en la demanda, en el año 2017 observamos temperaturas más calurosas en verano y más suaves en invierno, siendo los grados día⁷³ con efecto frío inferiores en un 12.9 por ciento inferiores a los

⁷¹ El sistema eléctrico español 2017, REE.

⁷² Índice de Red Eléctrica: Análisis proporcionado por Red Eléctrica que recoge los datos de demanda eléctrica de los grandes consumidores con potencias contratadas mayores o iguales a 450 KW.

⁷³ Grados día: Grado día con efecto frío son temperaturas inferiores a los 19 grados centígrados y grado día con efecto calor a las superiores a 23 grados centígrados.

valores medios y los grados día con efecto calor superiores en un 44 por ciento”⁷⁴ (REE, 2017 pág. 16).

A lo largo de 2017 se registran, en un 43,4 por ciento de los días temperaturas muy superiores a la temperatura media histórica, concentrados estos días en los meses de junio, julio y octubre. Tan sólo en el 8,5 por ciento del total de los días del año se registran temperaturas inferiores a la media histórica, situándose estos en enero, marzo y principios de diciembre.

La comparación con 2016 dice que 2017 ha sido un año caluroso con un 4.3 por ciento de grados frío menos y un 11.8 por ciento de grados días de calor más.

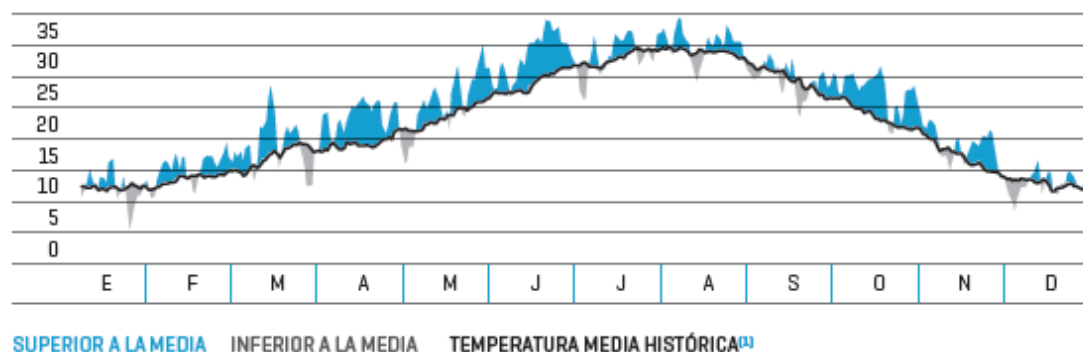


Gráfico 11. “Evolución de las temperaturas máximas diarias comparadas con la media histórica”⁷⁵. (REE, 2017 pág. 17)

En demanda de 2017 también hay que destacar que el índice red eléctrica ha sido superior en un 1.9 por ciento respecto al año anterior. Este indicador, que recoge la evolución del consumo en empresas con potencias contratadas de más de 450 kw (medio y alto consumo) se publica tanto a nivel detallado (por sectores) como general, observando un incremento del 6,4 por ciento desde 2010.

Composición del IRE General [%]

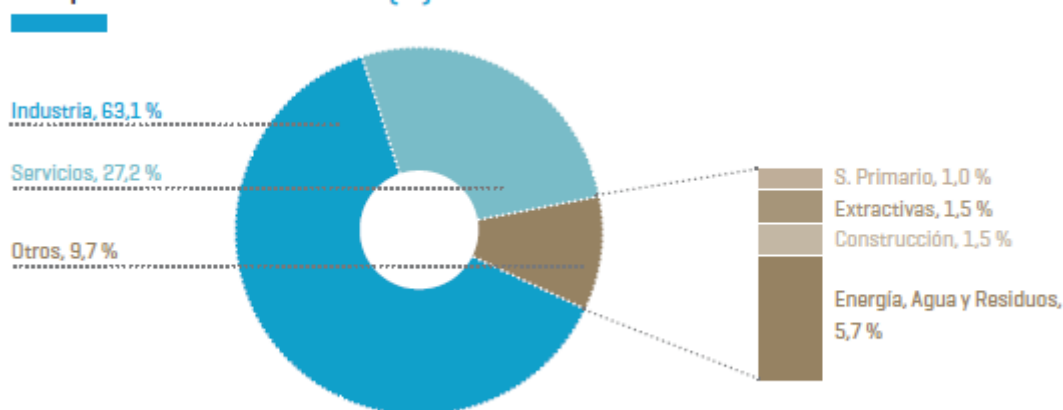


Gráfico 12. Composición del IRE General 2017 (%)⁷⁶ (REE, 2017 pág. 18)

⁷⁴El sistema eléctrico español, 2017. REE.

⁷⁵ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

⁷⁶ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

Dentro de este gráfico hay que explicar que el 63,1 correspondiente a la industria de potencia contratada mayor a 450 KW representa alrededor del 30 por ciento de la demanda de energía eléctrica, servicios el 13 por ciento y el agregado de otros sectores el 5 por ciento de la demanda total de energía eléctrica⁷⁷.

A destacar es que en la medición diferenciada por grandes sectores de actividad todos ellos han tenido una evolución positiva, variando desde el 0,4 por ciento de servicios hasta el 4,7 por ciento de otros sectores de actividad. Actividades industriales crecieron un dos por ciento en comparación al año anterior.

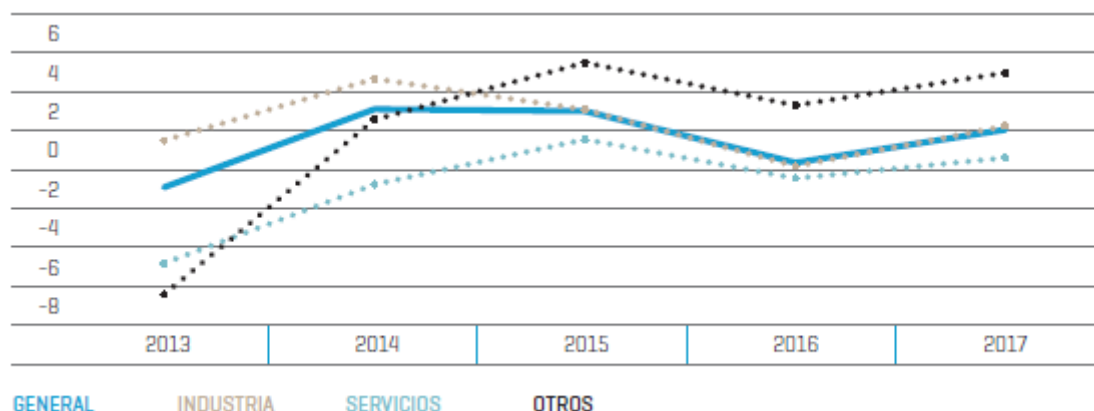


Gráfico 13. “Variación anual del IRE (% respecto a 2016)”⁷⁸ (REE, 2017 pág. 19)

La industria finaliza el año con un crecimiento corregido del 2,2 por ciento, aunque con una evolución mensual muy dispersa, con pico de crecimiento del 5 por ciento en marzo y de descenso de crecimiento del 0,8 en abril.

Los servicios continúan con una evolución negativa, aunque con una variación corregida de menos intensidad que la del año anterior (-0,2 por ciento en 2017 frente a -0,7 por ciento en 2016). La evolución de estos está sujeta a una elevada volatilidad mensual, con fuertes descensos en abril, mayo y octubre que contrarrestan la evolución positiva de verano, noviembre y diciembre.

⁷⁷ Clasificación del IRE por grandes sectores de actividad, “El sistema eléctrico español 2017, REE”.

⁷⁸ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

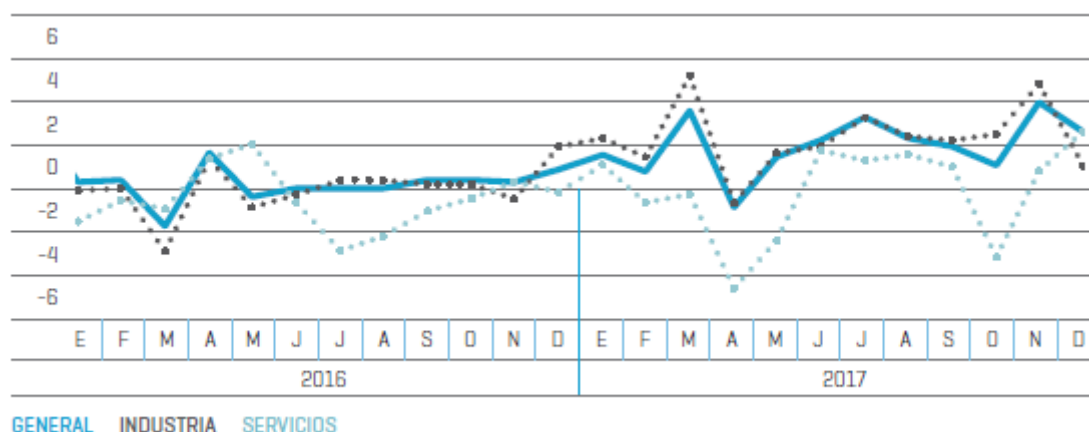


Gráfico 14. “Evolución mensual del IRE corregido (% año anterior)”⁷⁹ (REE, 2017 pág. 20)

Hemos de destacar que estos datos corresponden al Índice de Red Eléctrica, que reflejan los datos correspondientes a empresas con contratación de potencia alta y media. En el consumo de energía por potencia se especifica un grupo que es pyme y micropyme, con una potencia contratada menos de 20 MW, no incluido en este análisis sectorial de la demanda.

Con respecto a la evolución de la demanda por zonas geográficas se destaca un abanico que abarca desde el descenso del 3,7 por ciento en Ceuta con respecto al año anterior al aumento del 3,9 por ciento en Cantabria.

La evolución de la demanda por zonas geográficas oscila, pudiendo comprobar reducciones en Comunidades distantes como La Rioja, Madrid, Galicia y un crecimiento nulo en Castilla La Mancha.

El resto de Comunidades experimenta una variación positiva de la demanda, destacando los crecimientos del norte y del este (Balears, Murcia, País Vasco, Navarra).

⁷⁹ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

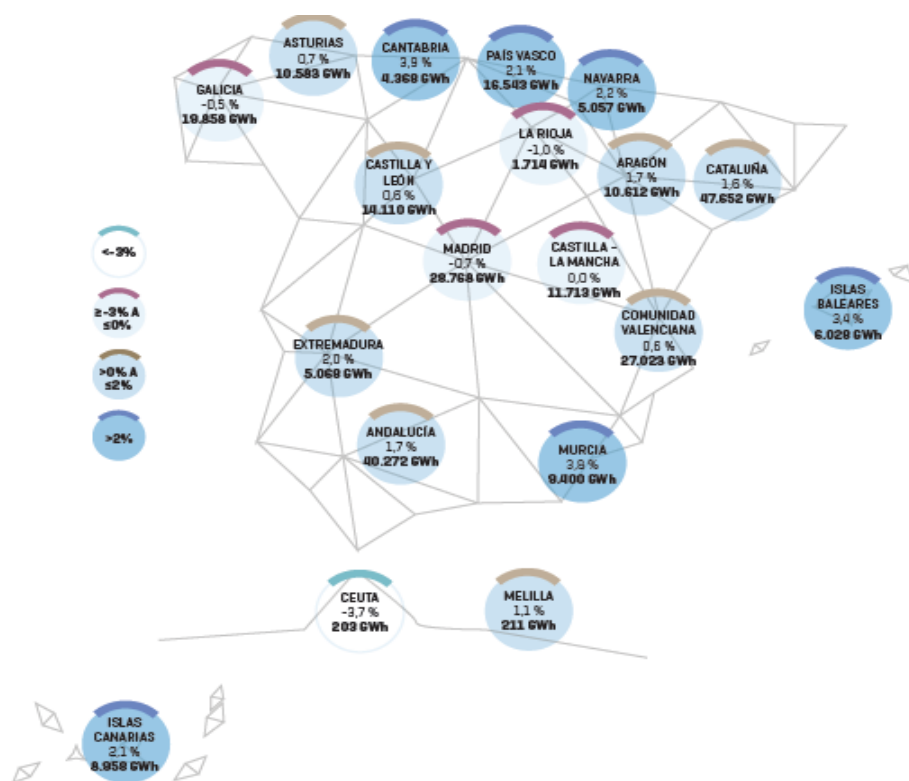
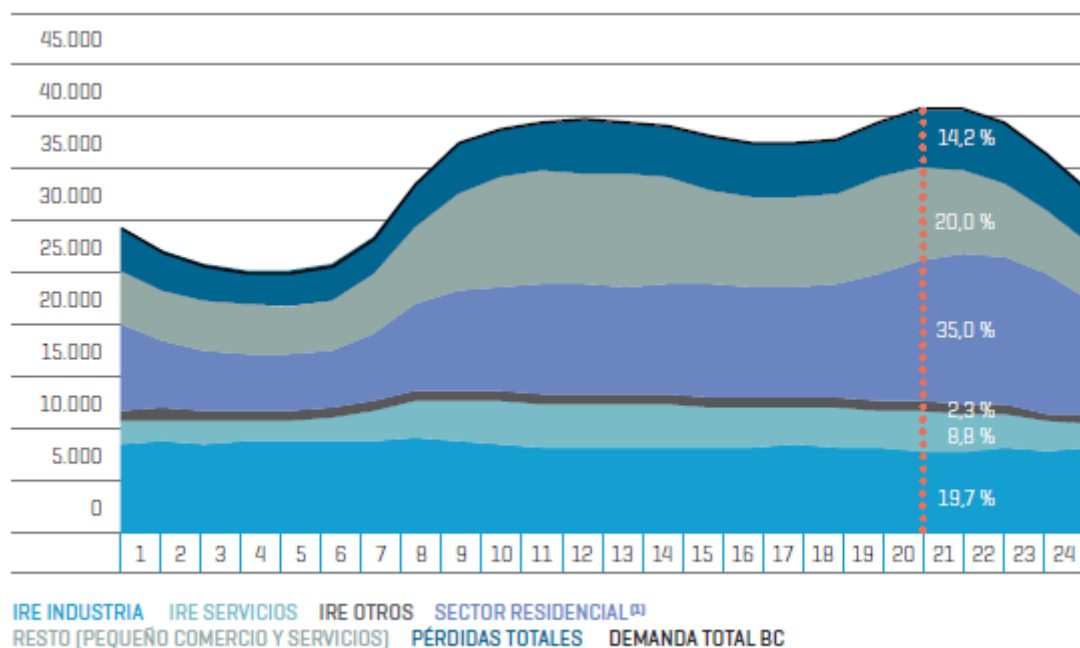


Gráfico 15. “Demanda eléctrica por Comunidades Autónomas y variación con respecto al año anterior”.⁸⁰ (REE, 2017 pág. 22)

El máximo anual de demanda instantánea se sitúa el 18 de enero a las 19.50 con 41.381 MW. El máximo estival se produce el 13 de julio con 39.536 MW.

En la hora de máxima demanda horaria del año el sector residencial representó el 35 por ciento del consumo, el consumo industrial de IRE el 19,7, los grandes servicios del IRE el 8,8 y el pequeño comercio y servicios el 20 por ciento. Entre las 4 y las 5 de la mañana de ese mismo día el peso del sector industrial se sitúa en el 34,8 por ciento, mientras que para los grandes servicios el periodo horario con mayor peso es entre las 10 de la mañana y las 7 de la tarde, oscilando entre el 9,6 y el 10,5 por ciento del peso del consumo.

⁸⁰ El sistema eléctrico español, 2017. REE.



⁸¹ Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Gráfico 16. “Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)”⁸¹ (REE, 2017 pág. 25)

Respecto a la cobertura de la demanda cabe decir que el 96,4 por ciento de la demanda de energía eléctrica peninsular se cubre con producción interna, mientras que el resto se importa.

Una vez interpretada la demanda en 2017, cabe decir que el consumo es un concepto más cercano a la fase final del ciclo de la energía y mucho más directo con relación a los precios.

Con consumo diferenciaremos, en un primer momento, en consumidor industrial y en consumidor doméstico. Dentro de los primeros, y en referencia al trabajo, se hace una distinción entre tres tipos de consumidores industriales que se verán a continuación, con especial hincapié en los conceptos de competitividad interna, la distinción entre tres tipos de consumidores industriales y concretamente en lo que se refiere a las Micropymes, sin olvidar una especial alusión a las industrias electrointensivas⁸², más sensibles a los precios de la electricidad.

CONSUMO INDUSTRIAL

Ha de destacarse, como se ha comentado en el trabajo, el esfuerzo tanto por parte del Estado como de la Unión Europea por la creación de una red eléctrica que permita alcanzar el objetivo de la independencia energética y la consecución de los objetivos

⁸¹ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

⁸² “Sector conformado por aquellas industrias en las que la electricidad es un factor primordial del proceso. Generalmente estas actividades pertenecen a la industria básica, que es aquella dedicada a la transformación de las materias primas, y por tanto requiere una mayor cantidad de mano de obra y de energía. En estas industrias el coste energético puede llegar a suponer el 50 por ciento del coste de producción”. AEGE, asociación de empresas con gran consumo de energía.

fijados en materia de descarbonización, logrando con estas políticas una mejora en la competitividad global, sin olvidar que las empresas son tanto las principales beneficiadas como perjudicadas de estas decisiones. Debe entenderse que la accesibilidad a los recursos energéticos competitivos por parte de las empresas determina las decisiones de inversión al ir ligado al concepto de la competitividad. De ahí la preocupación por el reciente aumento de los precios de la electricidad y el impacto que tiene en las empresas.

A continuación se presenta una comparación de los precios de la energía eléctrica a niveles industriales entre Francia, Alemania, (principales competidores a nivel europeo), Unión Europea en promedio y España a partir de la información recogida por Eurostat (si bien hay que destacar la falta de homogeneidad de esta estadística, en la diferencia de precio por las distintas políticas impositivas y la falta de armonización fiscal entre estas).

Se debe destacar desde el trabajo la falta de fuentes estadísticas en las que basar las políticas a aplicar.

También se hace una distinción dentro de los propios consumidores industriales⁸³ en función con la intensidad con que se utiliza la energía eléctrica; de ahí que se distingan tres segmentos:

Consumo alto (entre 70.000 y 150.000 MWh), medio (entre 500 y 2000 MWh) y bajo (inferior a 20 MWh), enfocado a pyme y micropyme. Este último segmento cobra especial relevancia en nuestro país debido a su elevada presencia en la estructura económica, sobre todo en el sector servicios.

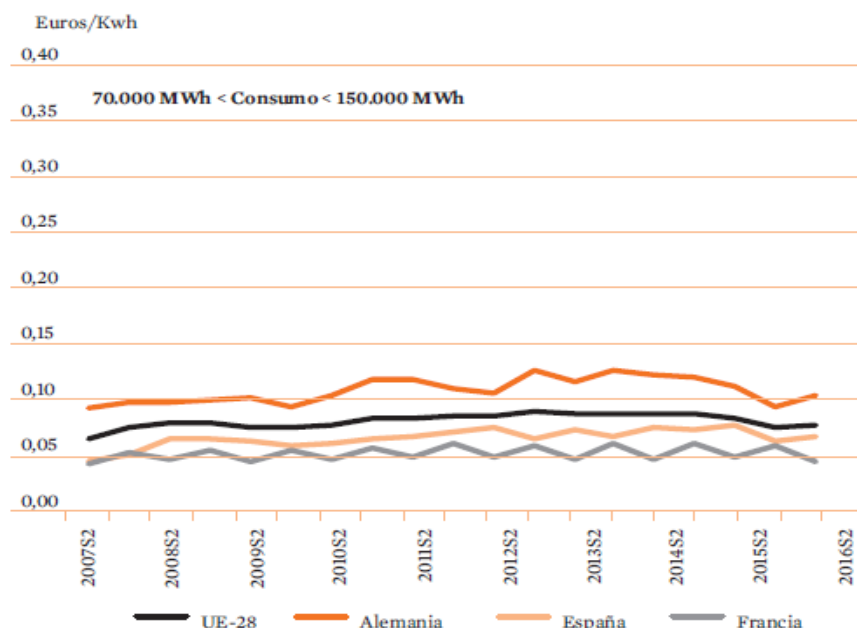


Gráfico 17. “Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (entre 70.000 y 150.000 MWh)”⁸⁴ (CES, 04/ 2017 pág. 70)

⁸³Consumidores industriales son aquellos para los que la electricidad supone un coste al desarrollo de su actividad empresarial, independiente de su carácter.

⁸⁴El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

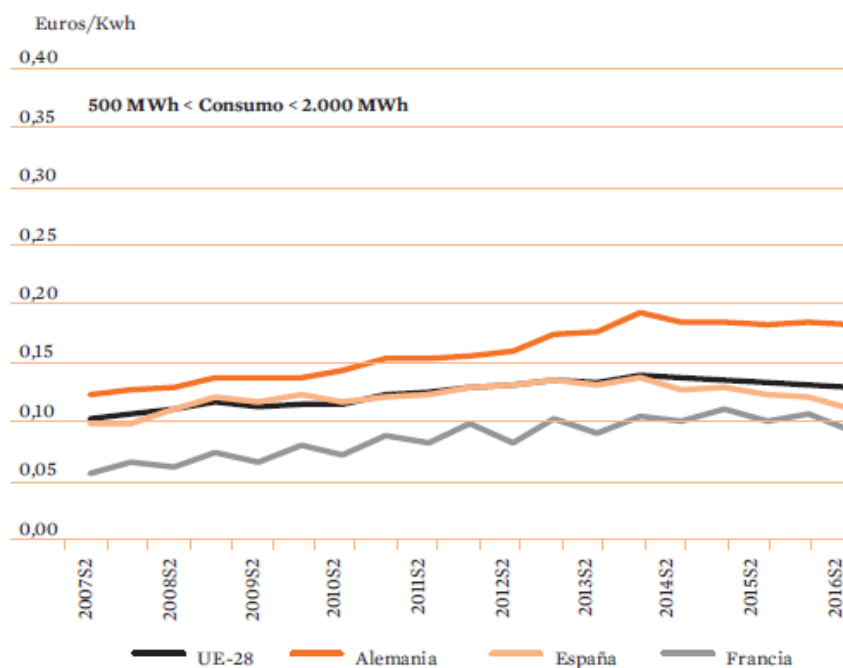


Gráfico 18. “Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (entre 500 y 2000 MWh)”⁸⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 71)

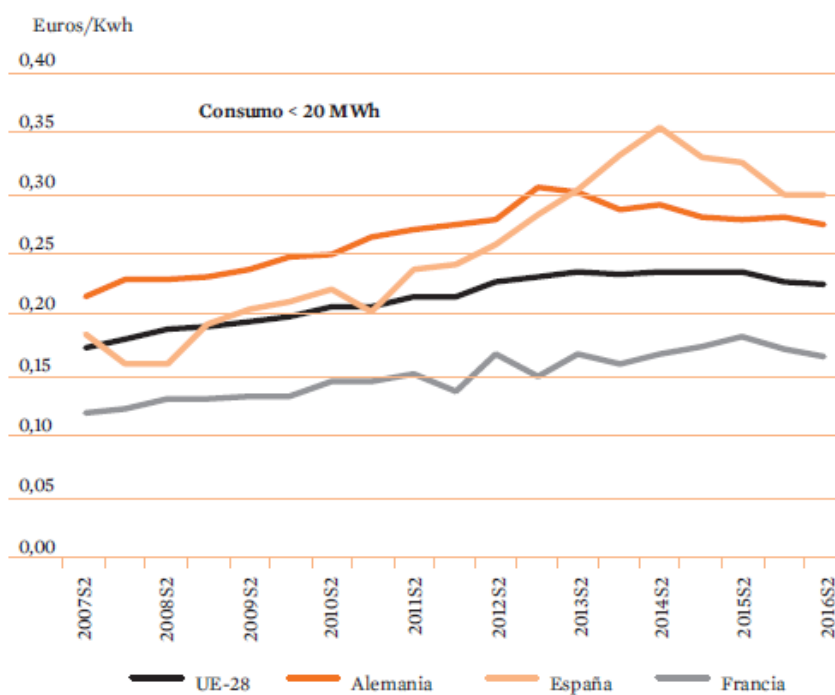


Gráfico 19. “Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (20 MWh o menos)”⁸⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 70)

⁸⁵El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁸⁶El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Esta evolución repercute directamente sobre los costes y, en consecuencia, sobre la competitividad, con el aliciente de coincidir en el origen con la crisis económica. Se debe especificar que los precios pagados por los consumidores industriales es acorde al promedio europeo menos en PYME y Micropyme.

También hay que destacar que estos precios dados son después de impuestos; antes de impuestos los precios españoles son los más elevados en la comparación entre los tres países (en Alemania los cargos a las energías renovables se pagan a través de los impuestos).

“Las empresas o grupos empresariales grandes consumidores de electricidad consumen de manera conjunta el 12 por ciento de la demanda peninsular de energía eléctrica. Estas compañías desarrollan su actividad principalmente en sectores como la siderurgia, los metales no férreos, el cemento, gases industriales y sector químico. Estas industrias, en su mayoría grandes corporaciones internacionales, presentan una elevada sensibilidad a las variaciones de los precios de la electricidad puesto que afectan sustancialmente a la competitividad, de modo que los precios pueden provocar decisiones empresariales en perjuicio de la producción y la inversión”⁸⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 73).

La ley 24/2013 de 26 de diciembre no ha logrado el objetivo de reducir el precio de la electricidad.

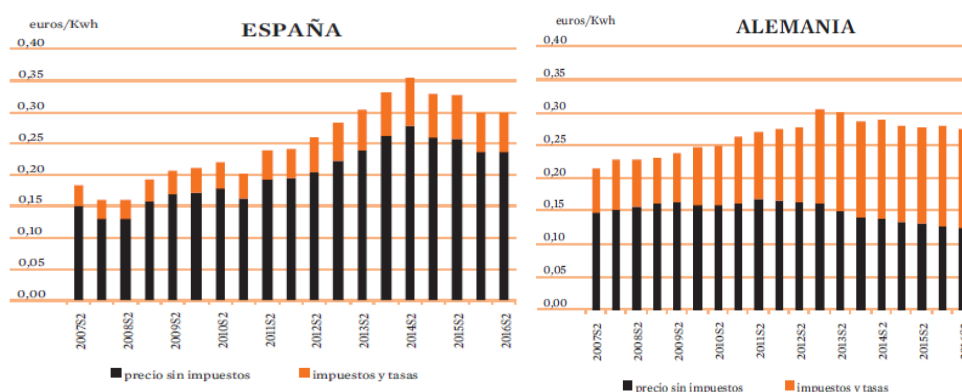


Gráfico 20. “Consumidores industriales de potencia contratada menor a 20 MWh España”⁸⁸ (CES, 04/ 2017 pág. 72)

Gráfico 21. “Consumidores industriales de potencia contratada menor a 20 MWh Alemania”⁸⁹. (CES, 04/ 2017 pág. 72)

⁸⁷El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁸⁸El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁸⁹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

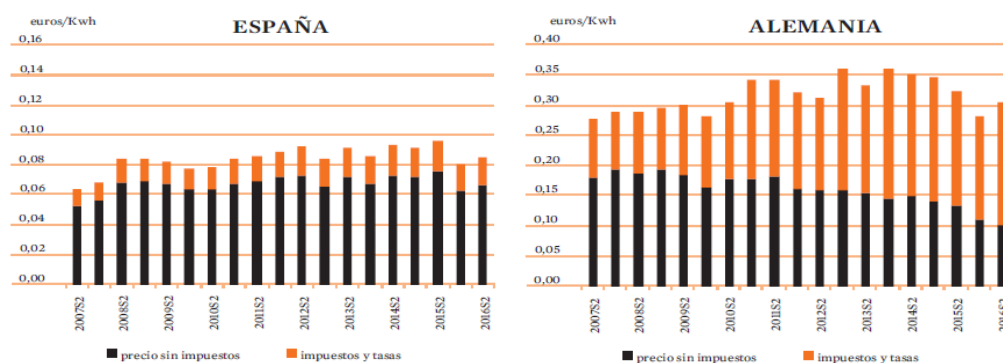


Gráfico 22. “Consumidores industriales de potencia contratada entre 70.000 y 150.000 MWh España”⁹⁰ (CES, 04/ 2017 pág. 72)

Gráfico 23. “Consumidores industriales de potencia contratada entre 70.000 y 150.000 MWh Alemania”.⁹¹ (CES, 04/ 2017 pág. 72)

CONSUMO EN EL HOGAR

Para hablar del consumo eléctrico de los hogares ha de destacarse que mas del 20 por ciento del consumo energético en España viene de la demanda residencial.

El sector residencial posee sus propios rasgos que evolucionan en función de aspectos demográficos, socioculturales y económicos y que este sector se rige por normas concretas para la protección de los consumidores.

“De acuerdo con la información de la Encuesta de Presupuestos Familiares de INE los hogares españoles dedicaron un promedio de 1110 euros, como promedio, al pago de suministros de energía de distintos tipos”⁹² (CES, 04/ 2017 pág. 74). La electricidad supone el 41 por cien de este gasto, con perspectivas de crecimiento a medio y largo plazo (este crecimiento vendrá de la instauración de los vehículos eléctricos), siendo el 59 por cien correspondiente a energías de origen fósil y renovable.

Esta preferencia por los combustibles queda reflejada en que el 40 por cien del gasto en energía es de uso térmico (calefacción y agua caliente).

Entre 2010 y 2013 nos encontramos ante una disminución de la demanda eléctrica del 22 por cien. También se produjo el descenso del consumo de combustibles líquidos y carburantes, por tanto, estas bajadas en la demanda hay que situarlas en el contexto de la crisis económica. No sólo eso, es importante resaltar la mejora de las medidas de eficiencia energética en este posible descenso del consumo de energía.

Tanto el volumen de energía a usar como la importancia de la adquisición en la estructura del gasto se podrían explicar por los rasgos característicos de los distintos

⁹⁰El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁹¹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

⁹²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

núcleos de convivencia. Uno de los principales rasgos característicos es la composición de los núcleos de convivencia, “siendo las parejas con hijos los que más dinero emplean cada año para abastecerse de energía, siendo mayor el gasto cuanto más hijos haya en el hogar. Los hogares constituidos por una sola persona mayor de 75 años son los que soportan un mayor peso relativo de este gasto, seguidos por las familias monoparentales”⁹³ (CES, 04/ 2017 pág. 76) (5,5 por cien del gasto total y 4,4 por cien respectivamente).

En España la calefacción se corresponde con el principal uso de la energía, aunque significativamente inferior al promedio europeo debido a la climatología (43 por cien del consumo de energía es para calefacción frente al 67,6 de la UE).

Ha de tenerse en cuenta que la generalización al acceso del recurso energético eléctrico en España está determinada por varios factores, entre los que vamos a destacar dos; las variaciones de un mercado que no favorece la estabilidad (y por tanto la previsibilidad de los precios) dificultando la previsibilidad del gasto y las sucesivas normas de cambios tarifarios que se han ido sucediendo en nuestro sistema eléctrico⁹⁴.

Estos precios experimentan variaciones tanto en precio como en estructura tarifaria.

En la actualidad la parte fija de la tarifa (regulada más impuestos) supone el 60 por ciento de la factura, quedando la parte variable sujeta a distintas tarificaciones. El PVPC se convierte en la modalidad de contratación derivada de la antigua Tarifa de último recurso, a la cual solo pueden acceder usuarios de contrataciones menores a 10 KW, aplicando los precios las comercializadoras que asuman el rol de suministro de referencia.

“Se trata de un precio calculado por REE en función del precio horario de los mercados diario e intradiario durante el periodo al que corresponda la facturación.

La disposición de contadores digitales instalados es otro elemento clave en la tarificación, ya que los usuarios acogidos a las modalidades de PVPC que cuenten con aparato digital”⁹⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 78) están sujetos a las variaciones del KWh del mercado mayorista.

El sistema de tarifas vigente recoge una amplia gama de posibilidades de contratación en la que el abanico que ofertan las comercializadoras también cobra relevancia. La CNMC ofrece herramientas concretas para la comparación entre estas tarificaciones.

⁹³El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

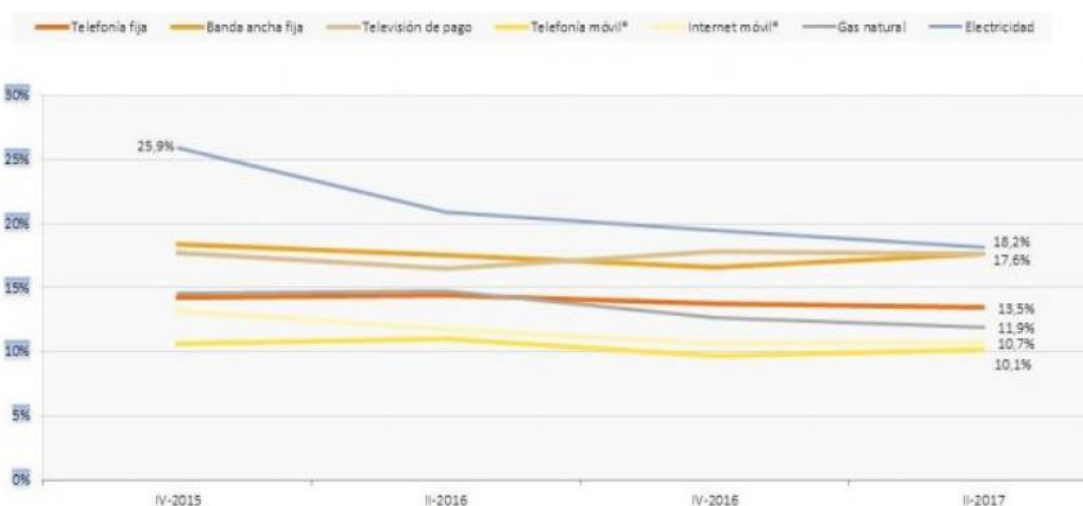
⁹⁴Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y Real Decreto 216/2014.

⁹⁵El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES



Imagen: “Comparador de ofertas de energía, CNMC”⁹⁶ (CNMC, 2019)

Descrito este contexto de aumento de precios y mayor complejidad, del aumento de la gama de tarifas y de la facturación los consumidores muestran su insatisfacción con aspectos concretos del suministro. En el segundo trimestre de 2017, un 18 por ciento de los hogares se declara poco o nada satisfechos con el servicio eléctrico, siendo el elevado precio (93,9 por ciento) y la falta de claridad en las facturas y sobre los precios aplicados a los servicios (48 por ciento) los principales motivos de esta insatisfacción.



Universo: Hogares con servicio.

Gráfico 24. “Evolución del porcentaje de hogares/individuos globalmente poco o nada satisfechos con los servicios”⁹⁷ (CNMC, 2019).

Fuente: CNMC.

⁹⁶ www.cnmc.es

⁹⁷ www.cnmc.es

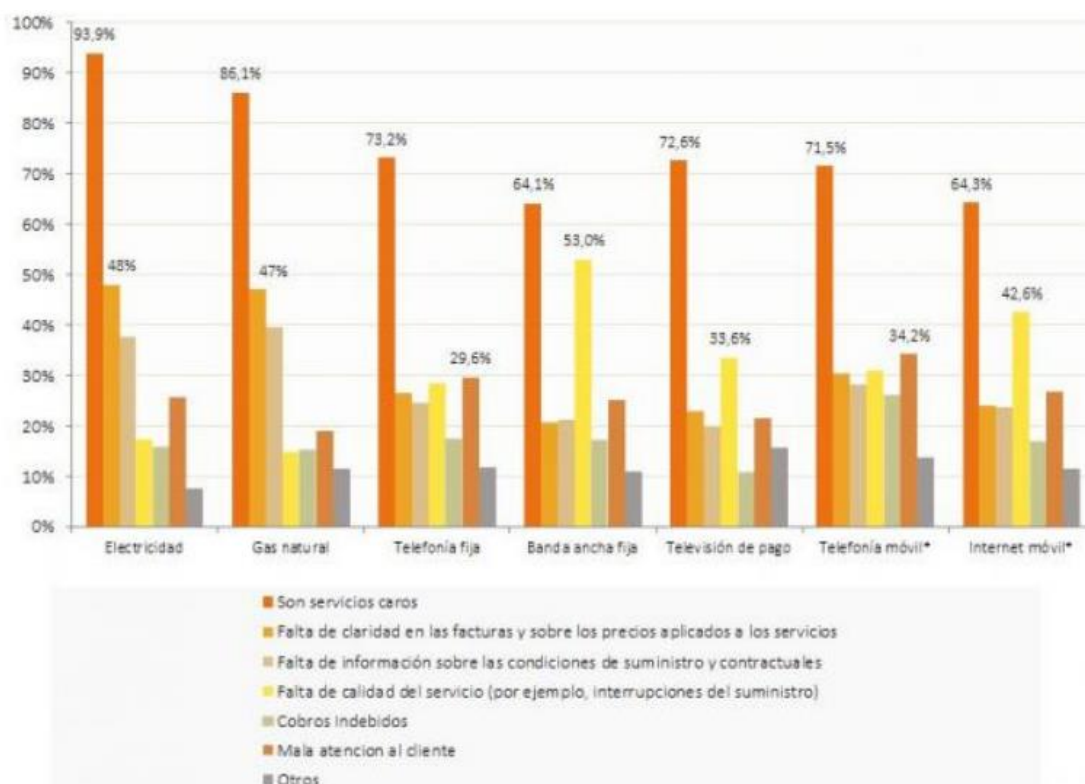
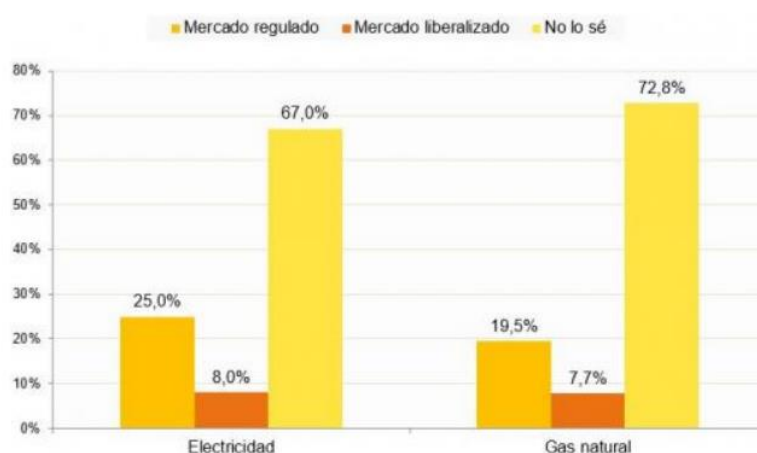


Gráfico 25. “Principales motivos de insatisfacción con los servicios (porcentaje de hogares/individuos, II-2017)”⁹⁸ (CNMC, 2019)

Fuente: CNMC.

En alusión a esto, es conveniente destacar las encuestas realizadas por CNMC sobre la contratación del suministro energético en el mercado liberalizado o en el mercado regulado y el tipo de tarificación eléctrica en el hogar, donde para el periodo del segundo trimestre de 2018 queda reflejado el gran desconocimiento de los consumidores en lo que a su propia contratación respecta, si bien es cierto que estos indicadores mejoran respecto a las anteriores oleadas. También hay que destacar que el conocimiento del bono social mejora significativamente hasta alcanzar el 60 por ciento de la población.



⁹⁸ www.cnmc.es

Universo: Hogares con servicio.

Gráfico 26".Contratación del suministro energético en el mercado liberalizado o en el mercado regulado (porcentaje de hogares, II-2018)"⁹⁹ (CNMC, 2019)

Fuente: CNMC.

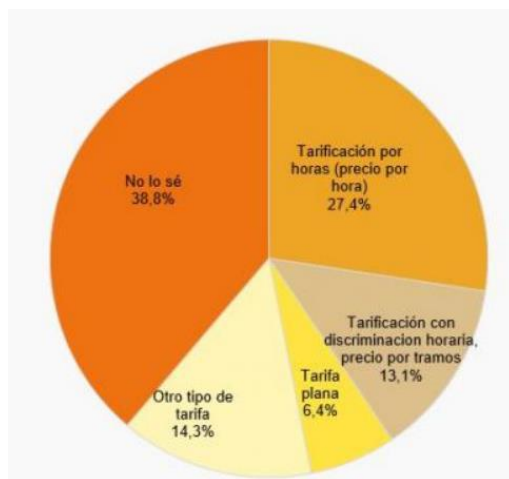


Gráfico 27. "Tipo de tarificación eléctrica (porcentaje de hogares, II-2018)"¹⁰⁰ (CNMC, 2019)

Universo: hogares

Fuente: CNMC.

Se produce una mejora significativa en los datos de familias que no saben que tarifa eléctrica tienen contratada, pasando desde la primera oleada (2015) en que un 45,4 por ciento declaraba no conocer la tarifa que tenía contratada hasta esta oleada, donde el porcentaje es del 38,8 por ciento.

El panel de hogares pone en evidencia las diferencias en los hábitos de consumo entre los hogares que declaran tener tarifas cuyo precio depende de la hora y los que declaran tener tarifas que dependen del tramo del día (discriminación horaria).

En los hogares de precios por tarificación por horas la hora del día tiene un bajo impacto en las decisiones de consumo del hogar (61% de los encuestados no tienen en cuenta la hora de consumo), mientras que en los hogares con discriminación horaria más del 70 por ciento tiene en cuenta el precio al consumir, mientras que sólo el 8 por ciento no los tiene en cuenta.

4. SISTEMA ELÉCTRICO Y REDISTRIBUCIÓN DE LA RENTA

4.1.Redistribución de la renta como instrumento de política económica.

La distribución de la renta es la forma en que se reparten los ingresos y rentas generados por los distintos factores de la producción de una economía. Este término es un término referido a la distribución del ingreso nacional entre los distintos factores productivos.

⁹⁹ www.cnmc.es

¹⁰⁰ www.cnmc.es

La redistribución de la renta es uno de los objetivos de la política económica a medio y largo plazo (políticas estructurales), primordial en la asignación de recursos y factores de producción en una economía.

Esta definición se aplica sobre un sistema económico concreto, cerrado y bien definido, donde queda patente la diferencia entre ingreso, renta y factor de producción. Con redistribución de la renta se enfatiza el hecho de que el objetivo de esta debe contener un marcado peso de carácter estructural, debiendo aplicar políticas viables a largo plazo para el conjunto de la sociedad.

Respecto al trabajo aquí expuesto, y contextualizando el sector eléctrico como un sector económico más en la economía del país ha de entenderse el sistema eléctrico español como un sistema completo, bien definido, con sus características propias y medios de producción generadores de riqueza (en este caso la energía eléctrica se transforma en contraprestación económica) con el objetivo de satisfacer la demanda requerida a cambio de la debida contraprestación.

Hay que destacar el carácter de bien de primera necesidad de esta energía generada y especificar en todo momento que no se trata de un sector cualquiera sino que cuenta con un marcado carácter tanto estratégico como social.

Esta energía generada, no obstante, es producto de un sistema de generación con costes que forma parte de una actividad económica privada que es remunerada a cambio de la debida contraprestación.

Por ende es comprensible la escrupulosa regulación a la que se someten tanto la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de estos costes.

Este trabajo se expone bajo la idea de que la intervención del Gobierno queda justificada en la economía por varias razones, entre ellas “El estado debe ser garante del marco institucional dentro del cual operan los agentes económicos privados, defendiendo y salvaguardando unas reglas del juego que hagan posible el funcionamiento del mercado. Se trata de establecer las bases de la organización económica de la sociedad y reducir los niveles de conflicto entre los agentes económicos y sociales” e “Intervenir en el proceso económico con el fin de corregir o superar los fallos o imperfecciones del funcionamiento del mercado, puestos de manifiesto en el ámbito de la distribución de la renta y la riqueza”¹⁰¹.

Siendo el objetivo de las políticas redistributivas la mejora del grado de justicia y de equidad en la distribución de la renta y la riqueza, se puede clasificar en el de medida estructural a largo plazo.

Según el criterio de nivel de actuación de los Gobiernos diferenciamos entre políticas macroeconómicas y microeconómicas. Es importante resaltar este criterio puesto que debe entenderse el trabajo expuesto a nivel macroeconómico para indagar en el carácter microeconómico del mismo en la toma de decisiones particulares.

Al ser las políticas microeconómicas las que centran su atención en la toma racional de decisiones por parte de las unidades económicas individuales (consumidores y empresas), el objetivo de las políticas microeconómicas busca modificar o influir en dicha toma de decisiones con el fin de modificar la asignación de recursos.

¹⁰¹ Razones que justifican la intervención del Gobierno en la economía. Tema 1, introducción a la política económica, política económica 4º ADE, Mª Jesús Santa María Beneyto.

Este trabajo se centra en el análisis de la distribución de la renta bajo las perspectivas de distribución personal y sectorial. Una vez concretado el carácter de estas medidas y habiendo realizado un análisis exhaustivo de la situación actual del sector eléctrico debemos enfocar estas medidas a los problemas que se han encontrado con el objetivo definido de lograr un sistema viable con una carga equitativa y proporcionada adecuada a cada uno de los individuos del sistema.

Como instrumentos de políticas redistributivas hemos analizado en este trabajo los impuestos indirectos (interesante resaltar que se aplican como porcentaje sobre una base imponible), las políticas de precios aplicados (a tener en cuenta la distinción entre mercado regulado y liberalizado), las políticas de gastos y transferencias públicas (explicado minuciosamente con el bono social), redistribución de activos (diferentes tipos de regímenes en mercados diferenciados entre renovables y no renovables, mercado único).

En el punto 4.2 se hará un análisis económico más exhaustivo sobre la actual situación de 3 de las empresas de referencia, sus ratios financieros y su criterio de selección para comprender completamente el contexto actual.

Ha de tenerse en cuenta que cualquier intervención pública tiene efectos. Si bien es cierto que es bastante complicado especificar tanto medidas como políticas a aplicar en la redistribución de la renta, bajo el supuesto de este trabajo se plantea una conclusión enfocada no tanto a la redistribución de la riqueza propiamente dicha a base de impuestos y medidas a corto plazo, de la energía ya generada e instaurada sino de las nuevas tecnologías de generación, de la variación del peso relativo de estas tecnologías en la generación y en la forma en la que los consumidores del sistema participan en este y la asignación de los recursos que se dedican actualmente a esta labor.

4.2. Análisis económico de las empresas eléctricas; análisis de ratios.

Una vez explicado el carácter del sistema eléctrico como sistema bien definido y bajo los hechos ya comentado de la consecución de la tan ansiada estabilidad financiera del sistema en su conjunto, de la electrificación del sistema a medio y largo plazo y del carácter social y estratégico de esta actividad, es conveniente analizar en este contexto de consecución de objetivos, planificación y esfuerzo la importancia que supone para el conjunto de la sociedad (entendida como todos los interventores del sistema) el peso relativo que recae dentro de este proceso en cada uno de los factores involucrados en el sistema.

En el siguiente punto, por tanto, se expone un breve análisis económico y financiero de 3 de las principales empresas operadoras en el sistema eléctrico español, seleccionadas atendiendo a criterios objetivos que se explican a continuación, basado en los conocimientos adquiridos durante la formación académica¹⁰² de la comparación de los

¹⁰² “Análisis de estados contables, Elaboración e interpretación de la información financiera”, Pascual Garrido Miralles y Raúl Íñiguez Sánchez, 3ª edición, 2016.

resultados y con los que se pretende, objetivamente, acercar a la entera comprensión de la realidad que se intenta exponer en el trabajo.

Estas empresas son las siguientes: Iberdrola, Endesa y Red Eléctrica de España.

En primer lugar hay que decir que estas 3 empresas tienen un carácter diferenciado entre ellas; mientras que Iberdrola y Endesa son comparables entre ambas tanto por la actividad (ambas realizan actividades de generación, distribución, transporte y comercialización), localización (ambas están presentes en todo el territorio nacional y actúan en mercados internacionales) y volumen (volumen de generación en el mercado español, comercialización y puntos de suministro)¹⁰³, el caso de REE es bien distinto ya que su única función es la de transporte y distribución, jugando un papel fundamental en el sistema y siendo la empresa de capital privado y cotizada encargada de la gestión de la energía a usar en la red. Esta empresa supone en sí el 98 por ciento de los costes regulados de transporte, siendo objeto de obligado análisis.

El análisis de estas tres empresas se ha hecho de la sociedad matriz¹⁰⁴ y de los resultados globales mundiales debido a que cada una de estas empresas dispone de filiales propias y empresas dependientes y de separación jurídica en cada una de las actividades del sistema eléctrico, tanto español como internacional.

En el análisis de las mismas también hay que comentar que no se ha diferenciado entre el mercado nacional e internacional, ni sobre la separación de empresas dependientes dedicadas a distintas actividades¹⁰⁵ abarcando la sociedad matriz el cómputo a nivel mundial de resultados, hecho que indica que estos ratios no se corresponden exactamente con la situación actual del mercado eléctrico español.

También se debe comentar que existe una falta de referencia sobre las empresas o individuos partícipes de este sistema que no suponen un peso relativo elevado en el propio sistema, poniendo de manifiesto que deben valorarse de una manera más sintetizada ya que presentan características propias que difieren de las aquí expuestas, y que en el mismo análisis financiero del trabajo presentado no se profundiza en mayor medida en las características geográficas, climáticas ni sociales, variables que afectan directamente sobre los grupos partícipes, tanto ofertantes como demandantes, consumidores industriales u hogares.

Hay que recordar que la electricidad es un bien de primera necesidad tanto de consumo como de producción. A grandes rasgos, se puede decir que el mercado eléctrico español se caracteriza por el formato del mismo, diferenciando claramente entre la parte regulada de la no regulada, el marco del mercado común europeo en el que nos encontramos y el proceso de descarbonización de la economía primada con la electrificación de la misma. Como características generales del mismo se han de valorar las mismas desde varias perspectivas, clasificando como objetivos finales la fiabilidad y

¹⁰³ Para la elección de ambas se ha tenido en cuenta la cuota de abastecimiento por comercializador, sumando 70 por ciento de los puntos de suministro en España.

¹⁰⁴ Informe anual financiero, Iberdrola S.A. y sociedades dependientes, Red Eléctrica Corporación, S.A. cuentas anuales consolidadas informe de Gestión Consolidado ejercicio 2018, Informe de auditoría cuentas anuales e información de Gestión Endesa, S.A. 2018.

¹⁰⁵ Iberdrola comercialización de último recurso, S.A.U., Endesa energía XXI, S.L.U. son las comercializadoras de último recurso. Iberdrola Renovables Energía, S.A.U, Enel Green Power España, filiales de ambas empresas dedicadas a la producción de energía renovable.

garantía de suministro, la viabilidad económica, la reducción de las emisiones y la independencia energética externa.

Se ha destacado en el trabajo que los términos fiabilidad, garantía de suministro y viabilidad económica del mercado eléctrico español son términos muy cercanos en esta propuesta, pues se trata de un mercado estable y seguro en cuanto a la garantía del suministro, si bien es cierto que este objetivo se ha logrado en torno a una estructura de costes sobredimensionada y poco eficiente que supone un sobre coste del mismo y se asemeja al concepto de ineficiencia.

Se puede decir, por tanto, que la estructura del mercado eléctrico viene de un legado en el que se prima la toma de decisiones poco acertadas y de errores estratégicos reflejados no sólo en sobrecostes estructurales, sino también en deudas por déficit tarifarias.

El análisis que se realiza a continuación es el de las cuentas anuales auditadas para los años 2017 y 2018¹⁰⁶. También es interesante destacar que la fundación de REE, como ya se comentó en el trabajo se produce “en mayo de 1983 mediante un protocolo entre el Gobierno y las empresas del sector para reconocer que el deterioro de la situación financiera de las empresas no provenía sólo de una mala gestión de éstas sino también de una mala planificación estratégica”¹⁰⁷ (CES, 04/ 2017 pág. 21); ENDESA se funda el 18 de noviembre de 1944 bajo el nombre de Empresa Nacional De Electricidad, S.A, pasando a privatizarse con la liberación del mercado en 1998 e IBERDROLA nace en 1992 de la unión de Hidroeléctrica Española e Iberduero, siendo estas fundadas con capital del Banco de Vizcaya.

A continuación se presenta el análisis de liquidez, solvencia y resultados para cada una de las empresas comentadas:

REE

“Red Eléctrica Corporación, S.A. (en adelante la Sociedad matriz o la Sociedad) es la Sociedad dominante de un Grupo formado por sociedades dependientes. Asimismo, el (CNMC, 2019) Grupo participa en operaciones conjuntas con otros operadores. La Sociedad matriz y sus sociedades dependientes componen el Grupo Red Eléctrica (en adelante Grupo o Grupo Red Eléctrica). La Sociedad tiene su domicilio social y fiscal en Alcobendas (Madrid), y tiene sus acciones admitidas a cotización en el mercado continuo español formando parte del selectivo IBEX35. El Grupo tiene como actividad principal el transporte de energía eléctrica, la operación del sistema y la gestión de la red de transporte en el sistema eléctrico español. Estas actividades reguladas se desarrollan a través de Red Eléctrica de España S.A.U. (en adelante REE)”¹⁰⁸

“La actividad de transporte tiene por objetivo llevar la electricidad desde las centrales de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores garantizando la calidad y seguridad del suministro”¹⁰⁹ (CES, 04/ 2017 pág. 46).

¹⁰⁶ Fuente: sabi.bvdinfo.com, SABI: sistema de análisis de balances ibéricos. Cuentas anuales auditadas. Informe de gestión consolidado, cuentas anuales consolidadas, 31 de diciembre de 2018, Red Eléctrica Corporación S.A., Informe financiero anual Iberdrola S.A. y sociedades dependientes ejercicio 2018, Endesa S.A. cuentas anuales correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2018.

¹⁰⁷ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹⁰⁸ Fuente: Informe de gestión consolidado, cuentas anuales consolidadas, 31 de diciembre de 2018, Red Eléctrica Corporación S.A.

¹⁰⁹ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

REE es el gestor de la red, “El transportista único y operador (TSO) del sistema eléctrico español. Ejerce esta misión bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia, eficiencia económica y el firme compromiso con el desarrollo sostenible”¹¹⁰.

Por tanto es el responsable de su desarrollo, cuidado, mantenimiento y quien garantiza el acceso de terceros a la red en condiciones de igualdad.

Como ya se comentó, tanto el transporte como la distribución de la energía son actividades reguladas por el Estado, liberalizadas a través del acceso de terceros a la red. A continuación se presenta el análisis y comentario de los ratios de liquidez, solvencia y resultados para los años 2018 y 2017.

LIQUIDEZ	2018	2017
Fondo de maniobra:	1,251966259	0,908860785
Ratio de prueba ácida:	1,229822832	0,887653349
Ratio de tesorería:	0,490383484	0,304013798
Ratio de la capacidad de devolución bancaria:	4,256921434	4,155020355

Cuadro 9. Tabla análisis de liquidez REE 2018-2017

Fuente: elaboración propia

Observamos que la ratio de liquidez general aumento en 2018, mejorando la capacidad de la empresa de afrontar los compromisos de pagos a corto plazo con los cobros que se realizan. La ratio de prueba ácida presenta una cifra similar debido a que hablamos de una empresa con actividades muy concretas donde se presentan bajos niveles de existencias y activos realizables en comparación al resto de activos corrientes.

El ratio de tesorería es relativamente bajo aunque aumentó para 2018. Esto es comprensible debido a la actividad específica de la empresa, ya que un alto grado de efectivo y equivalentes iría en detrimento de la rentabilidad.

Para el ratio de la capacidad de devolución bancaria se debe especificar que la deuda bancaria se seleccionó a largo y corto plazo y que cuanto menor sea esta ratio la empresa presentará mayor capacidad de la devolución de la deuda, habiendo empeorado para el ejercicio de 2018.

Se puede decir que los ratios de liquidez son relativamente bajos, si bien es cierto que hay que entender el sector eléctrico como largoplacista.

SOLVENCIA	2018	2017
Ratio autonomía financiera	0,425450915	0,395350002
Ratio de cobertura de intereses	7,425660996	6,79734147

Cuadro 10. Tabla análisis de solvencia REE 2018-2017

Fuente: elaboración propia

¹¹⁰ Fuente: www.ree.es

El ratio de autonomía financiera implica la posibilidad que tiene la empresa de elegir la forma más adecuada de financiación en relación al patrimonio neto con el pasivo total. En 2018 aumenta la financiación propia respecto a la ajena; el riesgo está repartido entre accionistas y acreedores, más que para el ejercicio de 2017 donde era mayor para los acreedores.

Se comprueba que la empresa tiene gran capacidad de devolución de intereses de deuda habiendo mejorado en 2018 la ratio de cobertura de intereses (mejor resultado antes de intereses e impuestos añadido a menor pago de intereses generaron mejora del ratio), cosa que repercute en el menor coste de la deuda.

ANÁLISIS DE RESULTADOS	2018	2017
Rentabilidad económica	0,094990712	0,094470237
Rentabilidad financiera	0,209584139	0,216528218
Dividendo por acción	0,915021808	0,850970282
Beneficio por acción	1,31	1,24
Ratio de política de dividendos: Pay out	0,702778894	0,687414063
Precio-beneficio: PER	14,78625954	14,51612903
Rentabilidad por dividendo: RPD	0,047239123	0,047276127
Apalancamiento operativo	58,20%	60,80%

Cuadro 11. Tabla análisis de resultados REE 2018-2017

Fuente: elaboración propia.

Ratios de rentabilidad: Con la rentabilidad económica se comprueba que el retorno de beneficios antes de intereses e impuestos en proporción a la inversión en activos de la empresa ha sido mejor este año 2018 que en el año 2017. Es una medida de interpretación directa puesto que no depende ni de la forma de financiarse ni de los impuestos. La rentabilidad financiera es menor para este 2018, siendo la rentabilidad que queda para los accionistas; la situación ideal de cualquier empresa es la de obtener el máximo de rentabilidad financiera pues el objetivo de toda empresa es la maximización de la riqueza de los accionistas (esto indica que los accionistas ganan un 0,209584139 por ciento al capital invertido).

Apalancamiento operativo: en relación a la proporción de costes fijos y variables en la actividad de la empresa, una vez alcanzado el umbral operativo se produce un incremento no proporcionado de los beneficios, pero en este caso para el 2018 el AO cae más del 2 por ciento. Este análisis puede medir la tendencia a la desviación tenga esta empresa en lo que a volumen de gestión de electricidad respecta, partiendo de la praxis de que es REE la que gestiona el volumen de electricidad y de la capacidad de las redes para momentos concretos, siendo las desviaciones desde el 5 por ciento hasta del 15 por ciento.

Ratios de mercado: Es interesante destacar los ratios de mercado, puesto que debemos usarlos para evaluar los rendimientos en las inversiones de las mismas; el beneficio por acción ha sido mayor en 2018, y el dividendo por acción ha aumentado manteniéndose

el número de acciones constantes; pero no quiere decir que la empresa sea más rentable puesto que la rentabilidad financiera ha sido menor. El ratio de política de dividendos ha sido mayor y la capitalización del beneficio menor (a mayor inversión en capital, menor rentabilidad)

En relación al PER, el mercado paga más en 2018 que en 2017 por cada unidad de beneficio obtenido por la empresa y en la rentabilidad por dividendo se mantiene prácticamente estable, reduciéndose en 0,00004 puntos.

IBERDROLA

“Iberdrola España, S.A.U. es la sociedad subholding del grupo Iberdrola en España que agrupa las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios relacionados con la energía, de redes, liberalizados y renovables que desarrollan sus actividades esencialmente en España, pudiendo llevarse a cabo bien directamente, de forma total o parcial, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico.

Iberdrola España desarrolla su actividad en España a través de las siguientes sociedades cabecera de los negocios: Iberdrola Generación España S.A.U., que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica y gas natural, Iberdrola Renovables Energía, S.A.U., que realiza las actividades liberalizadas de generación eléctrica y comercialización de energía eléctrica a través de fuentes de energía renovable, e Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., sociedad cuya actividad está regulada y que realiza el transporte, distribución y acceso de terceros a la red de energía eléctrica.

Iberdrola España tiene como principal responsabilidad difundir, implementar y asegurar el seguimiento de las políticas, estrategias y directrices generales del grupo Iberdrola en España y centraliza la prestación de servicios comunes a dichas sociedades cabecera de los negocios, de acuerdo siempre con lo previsto en la legislación aplicable y, en especial, en la normativa sobre separación de actividades reguladas. Las sociedades cabecera de los negocios tienen sus propios consejos de administración y tienen la autonomía necesaria para llevar a cabo la dirección ordinaria y la gestión efectiva de sus negocios, así como la responsabilidad de su control ordinario.”¹¹¹ (Iberdrola, 2019)

Como ya se comentó se aprecia claramente el ámbito nacional de Iberdrola e internacional y la distinción de las actividades a las que se dedica. Este análisis presentado no diferencia entre ámbito nacional, internacional ni actividades¹¹², tampoco tiene en cuenta las características de las actividades reguladas y no reguladas ni el

¹¹¹ Fuente: www.iberdrolaespana.es/conocenos/nuestra-compania.

¹¹² El documento “Resultado 2018, 20 de febrero 2019” presenta un análisis financiero simbólico dividiendo estas actividades en “Resultados por negocios” y dentro de estos una subclasificación atendiendo a los distintos países en los que actúa. Sin embargo este análisis que, aunque presente auditoría de los estados contables (cuentas anuales de Iberdrola, S.A. correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 auditadas por KPMG Auditores, S.L.) no presentaba toda la información pertinente para ser analizado convenientemente.

ámbito geográfico, ambiental si social. La información analizada pertenece al informe financiero anual Iberdrola S.A. y sociedades dependientes Ejercicio 2018.

A continuación se presenta el análisis y comentario de los ratios de liquidez, solvencia y resultados para los años 2018 y 2017.

LIQUIDEZ	2018	2017
Fondo de maniobra:	0,829760682	0,826654856
Ratio de prueba ácida:	0,690704476	0,693316419
Ratio de tesorería:	0,174203549	0,19153489
Ratio de la capacidad de devolución bancaria:	4,920281014	6,453399228
Periodo medio de pago:	15	16

Cuadro 12. Tabla análisis de liquidez Iberdrola 2018-2017

Fuente: elaboración propia

Observamos que el fondo de maniobra mejora en 2018 respecto a 2017. El ratio de prueba ácida decae, con lo que decae el AC que no son existencias o ANCMV respecto al PC. El de tesorería empeora con lo que se deduce que hay menor proporción de efectivo y equivalentes respecto al PC; este ratio es muy cercano a cero, con lo que hay que valorar la repercusión que pueda tener en los costes financieros adicionales.

El ratio de capacidad de la devolución bancaria mejora en elevada proporción mejorando la capacidad de devolución de deuda (calculado a corto y largo plazo).

Se añade el periodo medio de pago a proveedores, disminuyendo en un día promedio, con lo que se reduce el tiempo de pago a los proveedores.

SOLVENCIA	2018	2017
Ratio autonomía financiera	0,638413342	0,629279733
Ratio de cobertura de intereses	2,725129947	1,459273051

Cuadro 13. Tabla análisis de solvencia Iberdrola 2018-2017.

Fuente: elaboración propia.

Mejora el grado de autonomía financiera, aumentando la proporción de financiación propia respecto a la ajena. El ratio de cobertura de intereses mejora significativamente tanto por un mucho mayor beneficio antes de impuestos como por un menor pago de intereses.

ANÁLISIS DE RESULTADOS	2018	2017
Rentabilidad económica	0,048119895	0,024506878
Rentabilidad financiera	0,09887164	0,04740695
Dividendo por acción	0,047	0,044
Beneficio por acción	0,8423	0,4061

Ratio de política de dividendos: Pay out	0,055877212	0,107313158
Precio-beneficio: PER	7,491166269	15,27087865
Rentabilidad por dividendo: RPD	0,007459081	0,007027307
Apalancamiento operativo	43,75%	43,49%

Cuadro 14. Tabla análisis de resultados Iberdrola 2018-2017.

Fuente: elaboración propia.

ENDESA

“Somos la empresa líder del sector eléctrico español y el segundo operador del mercado eléctrico en Portugal. Nuestro principal negocio es la generación, distribución y venta de electricidad. También somos un operador relevante en el sector del gas natural y desarrollamos otros servicios relacionados con la energía. Desarrollamos nuestra actividad fundamentalmente en el mercado de España y Portugal. En menor medida, comercializamos electricidad y gas en otros mercados europeos así como otros productos y servicios de valor añadido (PSVA) relacionados con nuestro negocio principal. Somos una compañía que apuesta por una cultura energética más sostenible y estamos comprometidos con nuestra responsabilidad de contribuir de forma activa a la construcción de un futuro energético inteligente. Trabajamos para liderar la transformación tecnológica en la que se encuentra inmerso nuestro sector. Para ello contamos con la sólida posición industrial y la fortaleza que nos da pertenecer a un gran grupo multinacional, el Grupo Enel, al que nos unimos en el primer trimestre de 2009. El Grupo Enel, que posee el 70,1% de Endesa, es una compañía multinacional del sector de la energía y un operador integrado líder en los mercados mundiales de electricidad y gas focalizado en los mercados de Europa y Latinoamérica. En Endesa contamos con casi 10.000 empleados y prestamos servicio a más de 11 millones de clientes”¹¹³ (Endesa, 2019).

Como se explica ENDESA es una empresa con un mayor carácter nacional, si bien el 70 por ciento de su accionariado lo constituye el grupo ENEL. Se aprecia claramente el ámbito nacional e internacional de sus actividades, si bien es cierto que tiene mucha menos repercusión en este caso que en el de Iberdrola, con lo que se podría decir que bajo el supuesto de ser empresas que se dedican a la misma actividad en el mismo sector y espacio geográfico (en este caso el territorio español) son dos empresas comparables, siendo los datos relativos a ENDESA más elocuentes con el análisis financiero de estas empresas en el mercado español. Este análisis presentado tampoco diferencia entre ámbito nacional, internacional ni actividades, ni tiene en cuenta las características de las actividades reguladas y no reguladas, el ámbito geográfico, ambiental ni social. La información analizada pertenece a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2018.

¹¹³ Fuente: perfil de Endesa, www.endesa.com

A continuación se presenta el análisis y comentario de los ratios de liquidez, solvencia y resultados para los años 2018 y 2017.

LIQUIDEZ	2018	2017
Fondo de maniobra:	0,80758017	0,1462818
Ratio de tesorería:	0,00631681	0,0146771
Ratio de la capacidad de devolución bancaria:	0,913541	0,46787274
Periodo medio de cobro:	30	30
Periodo medio de pago:	43	51

Cuadro 15. Tabla análisis de liquidez 2018-2017 Endesa.

Fuente: elaboración propia.

Observamos que el fondo de maniobra aumenta considerablemente, hecho que se explica por el mayor aumento del activo corriente en comparación al pasivo corriente, siendo en 2017 cercano a 0 y 2018 cercano a 1. Destaca el hecho de la disminución en el ratio de tesorería aún más que en 2017 que ya rondaba el 0 por ciento hasta alcanzarlo. El ratio de capacidad de devolución bancaria aumenta en 2018 más del doble pero sigue estando por debajo de 1, hecho que se explica por el aumento de la deuda bancaria. El periodo medio de cobro a clientes se mantiene en 30 días mientras que el de pago disminuye a 43, perdiendo flexibilidad. Esto puede ser debido a la desconfianza o a una búsqueda de reducción de costes de los acreedores.

SOLVENCIA	2018	2017
Ratio autonomía financiera	0,6348	1,094
Ratio de cobertura de intereses	12	11

Cuadro 16. Tabla análisis de solvencia 2018-2017 Endesa.

Fuente: elaboración propia.

En la evolución del ratio de autonomía financiera cabe decir que se produce un cambio significativo en la estructura de capital, no tanto por el cambio en el patrimonio neto sino por el incremento del pasivo total. El ratio de cobertura de intereses mejora para 2018 siendo un ratio de cobertura elevado, lo que indica una gran capacidad de devolución de gastos financieros (lo que se traduce en financiación más barata) en comparación a los resultados antes de intereses e impuestos.

ANÁLISIS DE RESULTADOS	2018	2017
Rentabilidad económica	0,0755	0,10409091
Rentabilidad financiera	0,0701	0,09655844
Dividendo por acción	1,427	1,382
Beneficio por acción	1,4272	1,408
Ratio de política de dividendos: Pay out	0,99989363	0,98135173

Precio-beneficio: PER	12,5494708	12,8806078
Rentabilidad por dividendo: RPD	0,07967616	0,07763609
Apalancamiento operativo	62,85%	53,99%

Cuadro 17. Tabla análisis de resultados 2018-2017 Endesa.

Fuente: elaboración propia.

En el análisis de los resultados cabe destacar la caída tanto de la rentabilidad económica como de la rentabilidad financiera, bajando aproximadamente un 3 por ciento y un 2,6 por ciento.

Recordemos que la rentabilidad económica mide la eficiencia de resultados en comparación al total de activos que generan beneficio y la financiera es la rentabilidad que obtienen los inversores.

El dividendo por acción aumenta respecto al año pasado y el beneficio por acción también es mayor pero en menor proporción. El ratio de política de dividendos indica que prácticamente el 100 por cien del beneficio ha ido destinado al reparto de dividendos. El apalancamiento operativo aumenta casi en un 10 por ciento, la rentabilidad en cuanto al dividendo aumentó pero se produce una bajada de la valoración de los beneficios en cuanto al precio de la acción.

4.3. Análisis económico del sistema eléctrico: Oferta y demanda, resultados.

Una vez situado y comentado el contexto de las principales empresas de este sistema eléctrico se pretende hacer un análisis económico y social más sintetizado que en la información expuesta anteriormente. Para ello, y bajo las perspectivas de la demanda y la oferta se desarrollan puntos importantes para lograr satisfacer el fin último del trabajo, (Redistribución de la renta, en alusión al título del mismo) y bajo la premisa de alcanzar los dos primordiales objetivos del sistema en sí; el buen funcionamiento de este y la tan ansiada estabilidad financiera.

En la perspectiva de la demanda se sintetizarán los datos de los grandes consumidores, especialmente tres puntos críticos de estos; (sistema de interrumpibilidad, precio y competitividad) debido al elevado peso e importancia estratégica que tienen estos consumidores para el sistema (seleccionados bajo el criterio objetivo de que consumen el 12 por ciento de la demanda total, industria electrointensiva), la pequeña empresa (debido a la relevancia estructural que presenta en la economía española) y los del consumidor doméstico como tal (el peso del consumo eléctrico en el hogar, factura y precio).

De la mano del análisis de esta demanda se integran los conceptos de transición energética justa, pobreza energética y el bono social, debido a que son conceptos muy a tener en cuenta para comprender el sistema eléctrico como una parte esencial de la sociedad.

Tras esto se hace un análisis sobre la perspectiva de la oferta desde los dos grandes focos tratados en el trabajo; el desglose de los costes regulados en factura y el del Índice de cobertura de la demanda.

Este análisis de la oferta tiene un fin específico, el de entender la relación de los costes concretos en la parte regulada de la factura acorde a la oferta eléctrica presentada y concretar el viraje electrificador de la sociedad y la inversión que se está llevando a cabo para el corto y medio plazo con tal de entender el futuro inmediato del sistema. Para ello se destaca el ICD y la estructura del parque generador.

Esta perspectiva de mercado regulado y no regulado queda sintetizada en el consiguiente análisis de los costes de la energía (mercado mayorista) y de los costes en los peajes de acceso (los márgenes de las actividades según los decretos) como punto crucial en la herramienta de política económica tratada.

DEMANDA

Grandes consumidores:

Por grandes sectores de actividad se ha clasificado en el apartado “3.5. Demanda de Energía eléctrica. Consumo Eléctrico” la actividad de demanda de los grandes consumidores (englobando a los consumidores industriales con potencias contratadas de mas de 450 kw) en industria, servicios y agregado conjunto de otros sectores.

Composición del IRE General (%)

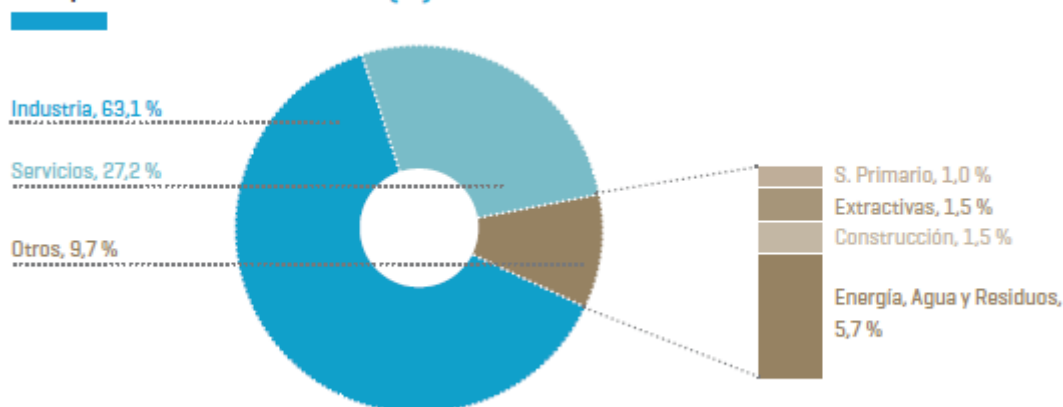


Gráfico 28. “Composición del IRE General 2017 (%)”¹¹⁴ (REE, 2017 pág. 18)

Fuente: El sistema eléctrico español 2017. REE.

Dentro de este gráfico explicábamos que el 63,1 correspondiente a la industria de potencia contratada mayor a 450 KW y que representa alrededor del 30 por ciento de la demanda de energía eléctrica total; grandes servicios el 13 por ciento y el agregado de otros sectores el 5 por ciento de la demanda total de energía eléctrica obteniendo en su conjunto los datos de demanda cercanos al 48 por ciento de la misma.

En el apartado de “CONSUMO INDUSTRIAL” diferenciábamos dentro de esta demanda dos subgrupos, que podrían catalogarse de industria de consumo alto (entre 150.000 y 70.000 MW) y medio (entre 2000 y 500 MW).

A grandes rasgos se explica que dentro de la industria de consumo alto encontramos actividades dedicadas a la transformación de materias primas; metalurgia, siderurgia,

¹¹⁴ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

química y gases industriales, donde el precio de la energía “puede llegar a suponer un 50% de los costes de producción”¹¹⁵.

Hay que destacar que estas empresas concretas, (las denominadas electrointensivas) suponen el 12 por ciento del consumo eléctrico total en España, siendo muy relevante la contribución a la demanda eléctrica y por ende a lograr la estabilidad del sistema.

Para hablar de la competitividad de una empresa han de valorarse muchos aspectos, entre los cuales es imprescindible hablar de los costes de producción. En estas empresas los costes de producción con energía eléctrica son elevados, siendo los datos expuestos anteriormente en el punto “Consumo industrial” la base de la idea que se expone a continuación.

Se ha comentado bajo los datos expuestos anteriormente¹¹⁶ que el coste de la energía y factura del precio de la electricidad para la gran empresa se han mantenido desde 2007 hasta 2017 en niveles similares, siendo este esfuerzo muy significativo teniendo en cuenta el contexto de aumento de precios generalizados y de intensa volatilidad del mercado eléctrico español, con las tasas y los impuestos incluídos, y no sólo eso; se especifica que el precio que pagan los grandes consumidores españoles de potencias contratadas de más de 450 KW está en promedio con los de la UE, debiendo valorarse específicamente la comparación con los países que son competidores directos (séase el caso de Francia y Alemania).

Estos costes son muy similares, diferenciando concretamente la industria electrointensiva (la de consumo entre 70.000 y 150.000 KW) como el más competitivo de los tres segmentos analizados.

Si bien es cierto que hay que remarcar la falta de fuentes estadísticas y el desarrollo de criterios comparativos eficaces, cabe decir que queda reflejado el esfuerzo realizado por el sistema para el correcto desarrollo de estas actividades. A tener en cuenta son los distintos puntos que comprenden la competitividad, siendo esta “la capacidad que tiene nuestra empresa de hacer las cosas mejor que la competencia, ya sea en términos de producto, producción, costes, calidad... de manera que al final suponga una ventaja a la hora de hacer un negocio más rentable”¹¹⁷; la competitividad no debe enfocarse unilateralmente en los costes de producción.

También hay que destacar que en España se presenta el contexto de la regulación del mercado eléctrico, pudiendo repercutir con esto en el precio final y presuponiendo estos costes como parte de los peajes de acceso (traducidos a la parte de tasas e impuestos en los gráficos analizados) siendo los costes de la energía (los del mercado mayorista que se generan por producción, comercialización en mercados primarios y secundarios) los más elevados en comparación a Francia y Alemania.

Existen mecanismos concretos para el buen funcionamiento asociados a estas empresas, que ayudan a mantener la estabilidad del sistema, cobrando especial relevancia los denominados “servicios de interrumpibilidad” y el consumo en las horas valle. Estos pagos se imponen a la actividad de generación y al conjunto de consumidores como una retribución fija por el servicio de interrumpibilidad que se presentaron como una solución a los desajustes de la demanda, siendo las empresas que más electricidad

¹¹⁵ Asociación de empresas con gran consumo de energía

¹¹⁶ Informe 04/2017 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

¹¹⁷ Cámara de Comercio de España, definición competitividad.

consumen y a la vez más sensibles a los precios de esta energía donde recae este peso que también les beneficia.

Hecho a tener en cuenta en este punto es la gran diversificación que presenta el mercado español y la sobredimensionada estructura de generación, siendo las energías renovables muy beneficiosas en cuanto a contaminación, precio en mercado mayorista y eficiencia pero intermitentes en la generación de la energía.

Como se ha visto en el trabajo, cuanto mayor es la energía casada en el mercado mayorista de origen renovable más competitivos son los precios y más cercanos a la media Europea, con lo que más barata es la producción de energía eléctrica y más beneficiosa es para este sector.

Además una manera de aportar estabilidad al sistema es la apuesta por la negociación de la energía en el mercado a largo plazo, siendo esta negociación, aunque menos flexible, más estable, requisito necesario para este tipo concreto de empresa del sistema.

Estas empresas son empresas internacionales que necesitan de un gran capital para la realización de las actividades. Además suelen ser empresas de carácter contaminante y propensas a la deslocalización en busca de mejora de los costes, dos factores a tenerse en cuenta en las políticas a aplicar.

Con todo ello, teniendo en cuenta el viraje electrificador y el peso que suponen estas empresas en el sistema es necesario una atención especial a las mismas sin recaer con ello en que soporten una menor carga que el resto de actores en la transición energética.

Hecho a tener en cuenta es la estabilidad que aportan al sistema con su consumo industrial sujeto a las horas valle; por tanto ha de valorarse que este consumo viene de la mano de energías que necesitan de un funcionamiento diario continuo para que sus precios sean óptimos.

Ha de valorarse, por tanto, el tipo de energía que consumen para la realización de las actividades, debiendo destacar que las energías renovables cuentan con el problema de no ser continuas y estar sometidas a índices de aprovechamiento.

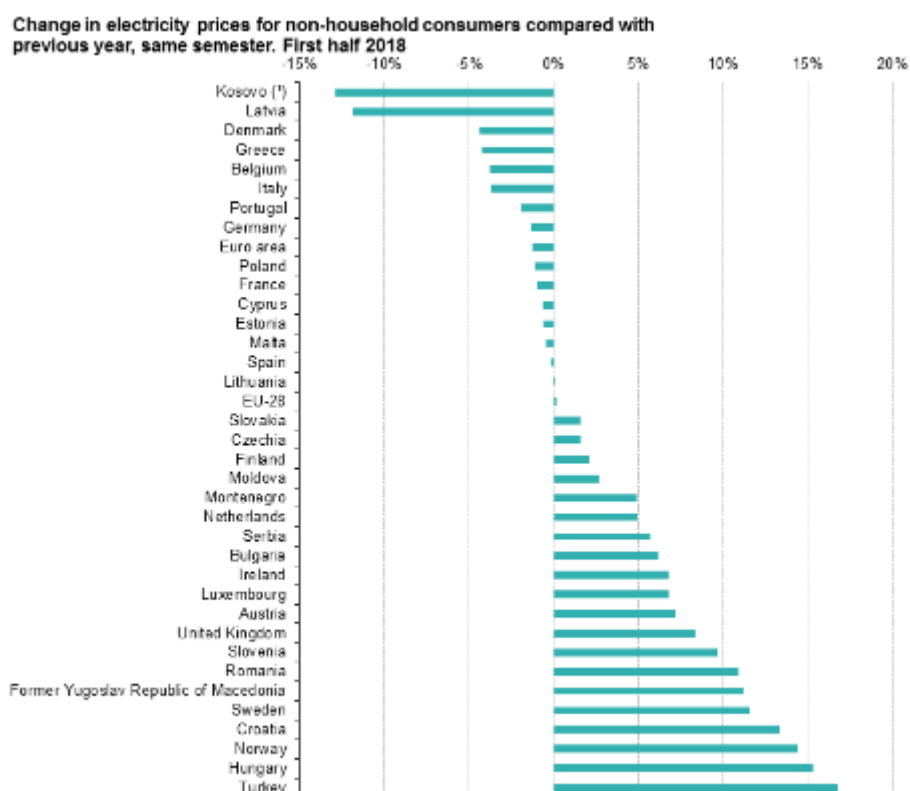


Gráfico 29. “Change in electricity prices for non household consumers compared with previous year, same semester, first half 2018”¹¹⁸ (Eurostats, 2019).

Fuente: Eurostats

Pequeños consumidores industriales:

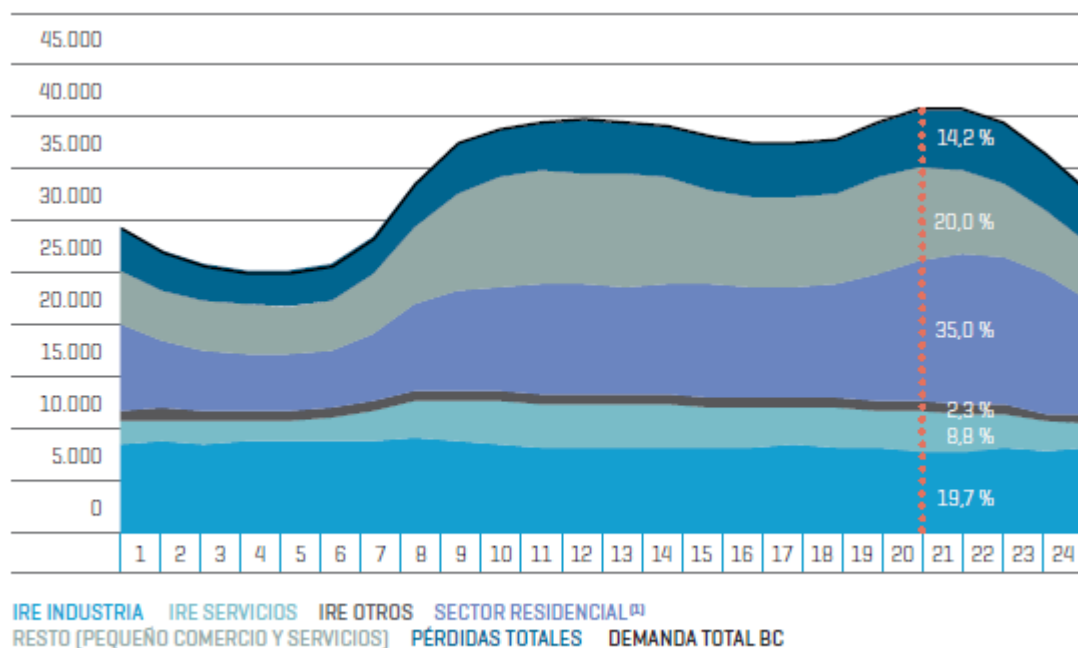
Son aquellos con contrataciones inferiores a 20 MWh, consumo enfocado a pyme y micropyme. Este último segmento cobra especial relevancia en nuestro país debido a su elevada presencia en la estructura económica, sobre todo en el sector servicios.

En el apartado “3.5 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. CONSUMO ELÉCTRICO” se comentaba:

“El máximo anual de demanda instantánea se sitúa el 18 de enero a las 19.50 con 41.381 MW. El máximo estival se produce el 13 de julio con 39.536 MW.

En la hora de máxima demanda horaria del año el sector residencial representó el 35 por ciento del consumo, el consumo industrial de IRE el 19.7, los grandes servicios del IRE el 8.8 y el pequeño comercio y servicios el 20 por ciento”

¹¹⁸ EUROSTATS



¹¹⁹ Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Gráfico 30. “Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)”¹¹⁹ (REE, 2017 pág. 25)

Fuente: El sistema eléctrico español 2017. REE.

Se puede comprobar que el consumo eléctrico en los pequeños industriales de mayor rango diferencia entre dos franjas horarias; de 9 a 14:00 y de 18:00 a 20:00, siendo de 23:00 a 8:00 el rango horario con menor incidencia en el consumo y de menor peso relativo en el total.

El rango horario de 9:00 a 14:00 es el de mayor peso relativo en el total del consumo. El análisis industrial presentado por RED ELECTRICA DE ESPAÑA sólo especifica los datos para potencias contratadas a partir de 450 KW, siendo de difícil acceso a la información completa sobre la demanda industrial de estos pequeños consumidores y por tanto de su peso en el sistema, la repercusión de estas en el consumo y el esfuerzo que repercute en este tipo de empresas la práctica de ciertas políticas y medidas sobre las que se actúa.

Es importante destacar el elevado peso de la pequeña y mediana empresa en la economía española, con lo que se puede deducir que este sector concreto es muy diverso, tanto en localización geográfica como características propias de cada empresa, siendo un denominador común que si bien presentan una mayor flexibilidad por su reducido tamaño y capacidad adaptativa, están sujetas a la limitación en la capacidad de inversión, el tipo de actividad a la que se dediquen en relación a la competitividad que produce la variable del consumo eléctrico y la mayor carga de los costes fijos en proporción al volumen de actividad que llevan a cabo.

Estas empresas, aunque constituyan en su conjunto un grupo de elevado peso de consumo eléctrico carecen del poder de negociación que pueden poseer otros grupos del sistema, quedando relevados a un papel pasivo dentro del mismo.

¹¹⁹ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

Dentro de los costes del sistema existían tres tipos de coste; coste de la energía, peajes de acceso e impuestos, diferenciando el mercado libre del mercado regulado, donde el mercado libre las empresas son las que comercializan con limitaciones del propio mercado y el regulado está sujeto a restricciones gubernamentales en el que se suele aplicar un coste medio de la energía medido, bajo buen criterio y con carácter obligatorio, con los contadores inteligentes.

Las tarifas que afectan a estas empresas son las de 2.0 A (PVPC), 2.1 A y 3.0 A, pudiendo diferenciar en tarifas con precio KW/h sin discriminación y descuento en factura o con discriminación horaria (precio más barato en horas de noche) para las segundas y tarifas de contratación superior a 15 KW para las terceras, donde existe discriminación horaria en tres tramos.

Recordemos que el PVPC es un precio regulado que da el Gobierno donde el precio de la energía viene dado por la volatilidad del precio en el mercado. Se ha dicho que la casación de energía proveniente de fuentes de origen renovable abarata el precio en este mercado, con lo que para esta tarifa regulada es un factor a tener en cuenta.

Si bien los peajes de acceso, que constituyen la parte regulada de la factura eléctrica y engloban las actividades de transporte, distribución y gestión, apoyo a las renovables, pago del déficit de tarifa, retribución de los sistemas no peninsulares (al 50 por ciento con los presupuestos del Estado) y pagos a la CNMC han logrado conseguir en estos últimos años el ansiado objetivo de lograr la estabilidad presupuestaria del sistema, se ha de decir que el verdadero mérito de estos presupuestos son los de identificar y distribuir de forma eficiente los costes referidos al sistema eléctrico, con lo que se pretende especificar que hacen falta medidas de armonización e información más específica de estos consumidores, tanto a nivel geográfico (tanto para la comparativa europea como nacional) y regional como climatológico y social para la correcta propuesta de medidas aplicables relevantes.

No sólo eso, se deduce de lo estudiado que el precio de la electricidad en el mercado mayorista español es de los más altos de Europa, siendo de obligado carácter el estudio de medidas o métodos que permitan acercar la realidad de este desconocido mercado a la microeconomía para la correcta toma de decisiones por parte de los agentes.

Este peso debería recaer en las comercializadoras, poniendo especial énfasis en el tipo de energía ofertada y casada, siendo otra de las propuestas la de regular el impuesto a la generación de energía atendiendo al tipo de energía ofertado (renovable, no renovable), siendo esta medida inherente y complementaria tanto a el obligado estudio de la eficiencia de estas energías (app de eolicidad), el impacto ambiental y económico y sobre todo la capacidad de acogida que tengan en la demanda del mercado para lograr el correcto funcionamiento del sistema eléctrico como de una correcta regulación en la capacidad que se instale desde hoy en adelante .

Según lo estudiado, para el análisis de la redistribución de la renta en PYMES deben destacarse tres variables; estacionalidad, climatología y horario.

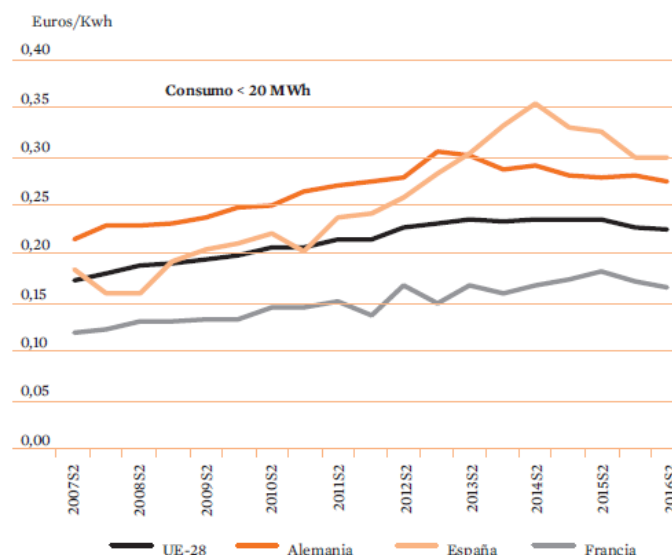


Gráfico 31. “Evolución de los precios finales de la electricidad para consumidores industriales (20 MWh o menos)”¹²⁰ (CES, 04/ 2017 pág. 70)

Fuente: Informe 04/2017 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Con todo ello los datos que se han analizado en el trabajo exponen lo siguiente; el precio que pagan los consumidores industriales españoles está en promedios europeos, salvo los pequeños consumidores industriales, siendo los precios del mercado de negociación de la energía muy elevados (pagos por capacidad y de subastas incluidos en este coste). Para analizar la optimización de la redistribución de la renta en las PYMES y MICROPYMES harían falta datos más selectivos (localización, sector, estacionamiento de la actividad), pudiendo corroborar el rango horario de demanda de la energía en primera instancia.

Consumidores domésticos:

Con consumidor doméstico nos referimos a demanda residencial. Como ya se comentó en el punto “3.5 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. CONSUMO ELÉCTRICO”, más del 20 por ciento del consumo de energía en España responde a esta demanda, tanto eléctrico como combustibles y productos petrolíferos, lo que lo convierte en un pilar elemental del mercado de la energía.

El sector residencial, al igual que se comentó del industrial presenta rasgos propios que evolucionan en función de aspectos demográficos, socioculturales y económicos.

En el punto “3.5 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. CONSUMO ELÉCTRICO” se especificaban los datos relativos a la encuesta de presupuestos familiares (que no diferencia entre tipo de energía usada), el contexto de la crisis económica (donde el uso de energía eléctrica se vio reducido en un 22%) y que dentro de este contexto se acentúa con mayor énfasis la poca estabilidad del mercado eléctrico (con aumentos en el precio de la luz) y que aunque las energías de origen fósil sean las

¹²⁰ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

más usadas, la electricidad gana cuota en contra de los productos petrolíferos (esta preferencia se explica con el fin del uso térmico en calefacción y agua caliente). También se dejaba constancia de que no todos los hogares usan la misma cantidad de energía ni dedican la misma proporción del gasto a abastecerse; se expone el concepto de proporción en relación a los rasgos de los núcleos de convivencia, siendo las parejas con hijos las de mayor gasto en energía (más hijos, más coste), pero siendo las familias constituidas por una sola persona mayor de 75 años y las familias monoparentales los que hacen el mayor esfuerzo relativo y que el aumento del precio de la luz se debe tanto a la parte de los costes variables (los del mercado eléctrico) como de los fijos (los costes de acceso).

Ha de destacarse la falta de información concreta sobre estos hogares para poder hacer un análisis concreto y exacto, pero queda reflejado y se deduce de las fuentes analizadas que independientemente de la unidad familiar tratada y la estructura del sistema que el peso del gasto de la energía recae dentro de un hogar en los gastos fijos de la factura; estos dependen de la potencia contratada, que a su vez se regula con los peajes de acceso (estos costes serían entre el 50 y 60 por ciento, no por ello menos importante ese 40 por ciento dependiente de la modalidad de contratación del suministro) siendo las variaciones del mercado, la dificultad en la previsión del gasto y las sucesivas normas de cambios tarifarios tres factores que desgeneralizan el uso de la energía eléctrica.



Gráfico 32. "Gasto en consumo de energía en los hogares, 2006-2015, en porcentaje"¹²¹ (CES, 04/ 2017 pág. 75)

Gráfico 33. "Gasto en consumo de energía en los hogares, 2006-2015, en euros"¹²². (CES, 04/ 2017 pág. 75)

Fuente: Informe 04/2017 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA.

¹²¹El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

¹²²El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

Gasto por códigos de gasto (4 dígitos ECOICOP/IEPF)
Unidades: Euros, Porcentaje

Gasto medio por hogar							
	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
04.1.1 T Alquiler real de vivienda principal							
Precios corrientes							
Dato base							
Gasto	890,47	832,77	779,81	762,76	803,42	803,61	806,47
Variación respecto al año anterior							
Gasto	6,9	6,8	2,2	-5,8	0,7	-0,4	4,9
04.5.1 T Electricidad							
Precios corrientes							
Dato base							
Gasto	745,93	708,75	722,75	701,44	745,35	796,48	781,36
Variación respecto al año anterior							
Gasto	5,2	-1,9	3,0	-5,9	-6,4	1,9	7,6
04.5.2 T Gas							
Precios corrientes							
Dato base							
Gasto	265,71	257,73	274,74	285,29	298,54	275,34	253,10
Variación respecto al año anterior							
Gasto	3,1	-6,2	-3,7	-4,4	8,2	6,5	6,8
07.2.2 T Carburantes y lubricantes para vehículos personales							
Precios corrientes							
Dato base							
Gasto	1.217,31	1.083,18	1.183,03	1.236,29	1.350,08	1.408,60	1.404,11
Variación respecto al año anterior							
Gasto	11,8	-7,9	-8,7	-4,0	-4,2	0,3	8,5

Cuadro 18. “Gasto medio de los hogares, precios corrientes y variación porcentual en alquiler de vivienda principal, electricidad, gas y carburantes, año base 2006”¹²³.

Fuente: INE, gasto total, gasto medio y distribución del gasto en los hogares.

Con esto se deben introducir los conceptos de pobreza energética, propensión a la vulnerabilidad y el “bono social”, con el descenso de las rentas medias de los hogares y el empeoramiento de las condiciones de vida de parte de la población.

Ha de identificarse claramente que esta medida no puede corresponderse y establecer como una medida estructural sino como una paliativa o coyuntural puesto que si el objetivo es lograr la estabilidad financiera y la correcta gestión y distribución justa del reparto de los costes deben concretarse medidas donde el peso recaiga en todos los elementos del sistema, si bien es cierto que esta medida es muy acertada dado el contexto de aumento de precios, la incapacidad de la correcta gestión estructural y el hecho patente de que la vulnerabilidad existe.

En primer lugar hay que decir que “no se ha desarrollado un indicador específico”¹²⁴ (Eurostats, 2019) para hablar del fenómeno de la pobreza energética, si bien es cierto que este concepto cobra fuerza a partir de la crisis económica de 2008 y sus consecuencias, pudiendo identificar dos variables concretas; retraso en el pago de facturas en el hogar y mantenimiento de una temperatura inadecuada. Si bien las facturas tienen una correspondencia directa a la renta, la temperatura adecuada es un concepto más abstracto, debiendo fijar en este término de pobreza una variable que vaya de la mano de la eficiencia energética.

¹²³ INE

¹²⁴ Encuesta de Condiciones de Vida, Eurostats.

En segundo lugar cabe decir que en octubre de 2017 se establece mediante orden de legislación consolidada¹²⁵ una mejora en la delimitación de la denominación como consumidor vulnerable, y los criterios para la aplicación del bono social, mal definidos con su creación en 2009, contemplando los criterios para la aplicación de este como criterios de renta, percepción de pensión mínima o desempleo.

Beneficiario	Descuento	Condiciones	Unidad familiar	Consumo máximo anual en kWhora	Plazo para el corte de suministro
Familias numerosas	25 por 100	Ninguna	3 o más hijos	3.600	2 meses
Pensionistas	25 por 100	Pensión mínima	Perceptores p. jubilación o incapacidad	1.680	2 meses
Consumidores vulnerables	25 por 100	Renta/año hasta 806,76	Sin menores	1.200	4 meses
		Renta/año hasta 1.075,68	1 menor	1.680	
		Renta/año hasta 1.344,60	2 menores	2.040	
Consumidores vulnerables severos	40 por 100	Rentas inferiores al 50 por 100 de los vulnerables.	Sin menores	1.200	4 meses
		Pensionistas con renta hasta 537,84	1 menor	1.680	
			2 menores	2.040	
				1.680	
En riesgo de exclusión	40 por 100	Atendidos por Servicios Sociales	Sin menores	1.200	Sin corte
			1 menor	1.680	
			2 menores	2.040	
			Familia numerosa	1.680	
				3.600	

Cuadro 19. “Beneficiarios del bono social (RD 897/2017)”¹²⁶ (CES, 04/ 2017 pág. 84)

Fuente: Fuente: Informe 04/2017 El Sector Eléctrico en España.

Se defiende en este trabajo que cada medida adoptada debe ir precedida de una regulación legal bien definida y estructurada puesto que es el único criterio legal por el que cabe responder de las propuestas establecidas, siendo un acierto la gestión de la denominación del mismo y la especificación de las características y habiendo sido necesaria con anterioridad. En primera instancia el coste del bono social recayó en las comercializadoras, trasladando estas estos costes a la factura del consumidor medio. Con la legislación de 2017 se acota la definición del consumidor vulnerable y se reparte al 50 por ciento entre CCAA y comercializadoras, donde hay que remarcar la capacidad de las comercializadoras de actuación inmediata frente al pleito burocrático de los Gobiernos.

Destacar también la relación que se establece entre el consumidor y el comercializador bajo el Real Decreto 216/2014, que establece la regulación sobre la que se basan las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras, siendo la base de la información expuesta en el trabajo “El informe del Sector Eléctrico en España de

¹²⁵ ORDEN ETU/943/2017 de 6 de octubre por el que se desarrolla el Real Decreto 897/2017 de 6 de octubre.

¹²⁶ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

04/2017” y concluyendo que los resultados de las medidas adoptadas han sido poco beneficiosas para el consumidor en cuanto a precios e información.

Durante todo el trabajo y como base fundamental se expone la complejidad de un sistema diseñado con carencias estructurales. Estas carencias no sólo quedan reflejadas a la hora de hablar de la estructura, la sobredimensión o el déficit acumulado de tarifa, sino en el diseño y la aplicación de las políticas económicas y sociales adecuadas al sistema, extrapolables a todos los elementos del mismo.

Se crea con ello un contexto donde predomina el mercado eléctrico complejo, regulado a duras penas con el fin de lograr la estabilidad financiera del mismo donde el peso recae finalmente en el consumidor.

Queda reflejado bajo el punto ya comentado 3.5 que el precio de la electricidad para el consumidor doméstico se ha encarecido. No sólo eso, dentro de este contexto social, donde es primordial la correcta gestión y el compromiso de todas las partes implicadas destacan los datos recogidos por la CNMC sobre la insatisfacción de los hogares con la información recibida, siendo la falta de claridad en las facturas la segunda causa de insatisfacción con casi un 50 por ciento de ese 18 por ciento de hogares declarados abiertamente como insatisfechos con el sistema eléctrico.¹²⁷ También hay que decir que la primera causa de insatisfacción (elevado precio, con un 93 por ciento de insatisfechos) responde en este caso a una realidad como es el significativo aumento del precio de la factura eléctrica constatando que esta trayectoria responde principalmente a la parte del precio determinada por los costes de acceso.

Una de las propuestas barajadas por los Gobiernos es la del traslado de los costes no atribuibles a la actividad de suministro a los Presupuestos Generales del Estado, siendo imposible este traslado por el obligado cumplimiento de los objetivos de Déficit con la Unión Europea. Este traslado, obviamente, tan sólo es un traslado a las partidas presupuestarias y no es una solución estructural.

El problema de la subida de precios también es achacable al sistema de fijación del precio en el mercado mayorista, condicionado a subasta, siendo la última oferta casada, la de mayor precio la que determina hora a hora el precio de la electricidad.

En este contexto de mercado eléctrico y complejidad en el diseño de la factura, y analizados los costes de la electricidad como los costes de producción, costes fijos o peajes e impuestos, ha de destacarse en relación a los consumidores domésticos el concepto de autoproducción, debiendo ser este el concepto más cercano, una llave en la relación producción-consumo en el sistema eléctrico español.

Vemos el ejemplo claro dentro del contexto del “impuesto al sol” tan mediatizado, resaltando que ni fue un impuesto ni fue al sol, sino un conjunto de medidas y actuaciones donde la mala previsión de una demanda sobredimensionada y una política inviable de subvenciones (que aunque bien intencionada se hundió por la falta de regulación, legislación, previsión e incapacidad tecnológica) ayudaron a generar un déficit en los costes regulados que casi suponen la quiebra del sistema de no ser por el freno en seco que se llevó a cabo en la inversión estas energías renovables.

¹²⁷ Principales motivos de insatisfacción con los servicios (porcentaje de hogares/individuos, II-2017)
Fuente: CNMC.

Los resultados de esta “desaceleración energética renovable” no fueron otros que un limbo legal donde los inversionistas quedaron desamparados por la ley y donde se redujo prácticamente a cero la inversión en parque de generación con energías renovables.

El grueso de este contexto se encuentra en la falta de demanda de energía eléctrica capaz de absorber la viabilidad de esa inversión, las desmesuradas ayudas que se concedieron en el momento y la falta de eficiencia para unas tecnologías que por aquel entonces se encontraban en fase de lanzamiento a los mercados, además de la absoluta falta de una legislación adecuada que garantizara la viabilidad del proceso.

Cabe decir que estas tecnologías han seguido evolucionando, pudiendo situarlas a día de hoy como tecnologías económicamente viables sin ayuda de subvenciones, dato importante para la reducción del coste directo de la “Tasa RECORE”, queriendo resaltar con esto la necesidad de analizar minuciosamente tanto la viabilidad a nivel financiero que supone la instalación de esta tecnología sin subvención como la viabilidad de la acogida de la oferta eléctrica de estos parques de generación por la demanda del sistema, a sabiendas de la sobredimensión existente.

Estos proyectos y parques de generación deben estar bajo la minuciosa atención de expertos del Gobierno y del propio sistema de adjudicación de subastas, puesto que tras lo expuesto en el trabajo se deduce que uno de los principales focos de sobrecostes y sobredimensiones es la mala gestión y la toma incorrecta de decisiones que repercuten al sistema en conjunto y no sólo eso; se propone tras lo dicho y como medida estructural un análisis minucioso donde se priorice la autoproducción de energía eléctrica, lo que quiere decir que la asignación de instalaciones de generación renovables y accesibles al pequeño consumidor debe priorizarse para estos, teniendo en cuenta que la energía solar es totalmente accesible a los mismo, viable y barata pero sujeta a la demanda, su mayor inestabilidad y la consiguiente carencia de previsiones.

OFERTA

Dos factores explicativos de la oferta energética en España son los de los costes regulados de la factura eléctrica (accesos de peaje) y la estructura del parque de generación.

Se explica la oferta eléctrica en España y se toma en consideración el análisis de este desglose de la factura eléctrica porque es un factor explicativo de cómo afecta la oferta energética a la demanda con el precio, siendo los costes regulados costes dirigidos a la financiación de los costes del sistema eléctrico concretos como el transporte, la distribución, la subvención a la generación con renovables y otros costes menos representativos que no se analizarán.

En segundo lugar, al hablar de la oferta de energía eléctrica en el país es imprescindible entender que la sobredimensión del parque generador afecta a la ineficiencia del sistema y que las actividades de generación, transporte y comercialización de energía eléctrica cuentan con nombres propios que deben analizarse.

COSTES DE ACCESO

Costes de acceso	Miles de euros	% sobre total
Coste de transporte	1.764.429	10,3
Costes de distribución y gestión comercial	5.080.499	29,5
Retribución específica RECORE	6.726.000	39,1
Anualidades déficit años anteriores	2.871.904	16,7
Retribución sistemas no peninsulares	740.632	4,3
Tasa CNMC	20.966	0,1
Sistema de interrumpibilidad de los sistemas no peninsulares	8.300	0,0
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	0,0
Total coste de acceso en 2016	17.212.870	100,0

Cuadro 20. “Costes de acceso, 2016.”¹²⁸

Fuente: CNMC, Boletín de indicadores eléctricos, octubre de 2017.

Como ya se comentó en el punto “3.4. EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD; LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO”, los costes de acceso “son los costes fijos en la factura, y los que representan la parte regulada del precio de la electricidad”.

Todos estos costes, en su conjunto suponen algo menos del 96 por ciento de los costes regulados, costes fijos, independientes del consumo que financian actividades concretas del sistema.

De la misma forma que un gasto no es un pago y un ingreso no es un cobro, los costes financieros del sistema eléctrico están sujetos no sólo a una compleja regulación sino a una revisión y una valoración de cada actividad concreta, bajo la premisa del acuerdo entre ofertantes y regulador.

Estos costes están sujetos a criterios de medición difíciles de objetivar, enfocando propuestas concretas y relevantes a aspectos como la correcta valoración de los criterios contables¹²⁹ y la estimación de la vida útil¹³⁰ de diferentes elementos estructurales y no sólo a la prestación de servicios de gestión, mejora de la eficiencia de las energías o elementos competitivos del mercado. Es decir, estos costes no tienen por qué ser los gastos reales de estas actividades para alcanzar la eficiencia del sistema.

Con esto se quiere resaltar en cuanto a oferta que la estimación de estos costes fijos del sistema eléctrico, si bien están sujetos a criterios objetivos como puedan ser prestaciones de servicios, remuneraciones salariales fijas o instalaciones físicas el coste de estas actividades es una variable subjetiva.

Además, situado en el contexto del trabajo la importancia de los grupos de presión se debe destacar que el principio de toda actividad empresarial discrepa con el principio de eficiencia del sistema eléctrico; mientras que uno busca la maximización de la riqueza

¹²⁸ CNMC, Boletín de indicadores eléctricos, octubre 2017.

¹²⁹ Metodología WACC INF/DE/04418

¹³⁰ Modelo para la estimación de la vida útil de la estructura metálica, evolución de la vida útil de los cables aislados de potencia, “El sistema eléctrico español 2017, REE”

de los accionistas otro busca lograr la estabilidad y la eficiencia estructural y financiera del sistema.

Concretamente esta remuneración se aprueba bajo decisiones políticas, a veces arbitrarias, y acuerdos por los que los Gobiernos aprueban propuestas metodológicas de cálculo para periodos regulatorios de 5 años con base en la ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, estableciendo esta ley criterios tanto al alza como a la baja relacionados directamente con el valor de la prima de riesgo¹³¹.

Como costes fijos se deben concretar los costes de transporte, pagos correspondientes a red eléctrica de España SAU en un 98%, con una retribución del 6,503% sin metodología aplicable hasta octubre de 2018, estableciendo CNMC una retribución de esta actividad del 5,58% e incentivos específicos que oscilan entre el -3,5% y el 2,5%.¹³²

Además hay que recalcar que se establece un tope, tanto de subida como de bajada de la retribución de 50 puntos básicos de deuda, lo cual en el contexto de costes financieros decrecientes supone un beneficio adicional.

Los “Costes de distribución y gestión” vienen de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes (Endesa Distribución eléctrica S.L.U, Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U, Unión Fenosa Distribución S.A, Hidrocanábico Distribución Eléctrica S.A, y Viesgo Distribución Eléctrica S.A.U) 5 empresas cuya retribución fue de 4734 millones de euros en 2016, el 92% del importe total de la distribución.

Según el Informe del Sector Eléctrico en España 04/2017 “Mientras que los costes de transporte cubren el mantenimiento, la inversión y las operaciones en redes de alta y media tensión, los costes de distribución y gestión comercial cubren los costes de la inversión, el mantenimiento y las operaciones de todas las redes de distribución de España” sin entrar a especificar en mayor medida la diferencia de los costes que cubren unas redes y otras.

Se quiere destacar la falta de información concreta a este desglose de gastos, ya que suponen casi un 40 por ciento del total de los costes regulados, siendo además de difícil objetivación.

De la “TASA RECORE” cabe decir que el pago de dichos costes es el mismo para todas las instalaciones tipo de energía renovables, independientemente de cual sea la tecnología de producción de la energía eléctrica, siendo destacables dos hechos; el impuesto del 7 por ciento a la generación de la energía eléctrica también es aplicable a las de origen renovable, siendo oportuno decir que este impuesto se ve repercutido en el consumidor final y que no se tienen en cuenta en la aplicación de estos costes los criterios de eficiencia.

¹³¹ Tanto el artículo 8 del Real Decreto 1047/2013 como el artículo 14 del Real Decreto 1048/2013, añaden que “en ningún caso, la variación de la tasa de retribución financiera empleada entre dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos básicos. En el caso de que se produjera una variación superior, la propuesta de cambio del valor en la tasa de retribución se efectuará en el número de años que resulte necesario a fin de no superar dicho límite”.

“Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de la energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”.

¹³² “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”

Por último, cabe destacar que las anualidades del déficit de años anteriores es una deuda pública en manos de las empresas eléctricas que no es revisable, siendo esta una actividad clasificada como libre de riesgo pero que ha sido remunerada a tipos de interés superiores a lo que corresponden a actividades clasificadas como libre de riesgo (el coste medio ponderado de la deuda del sistema eléctrico en 2019, con los datos disponibles a 31/12/18 es de 2,562%).

ESTRUCTURA DEL PARQUE DE GENERACIÓN

Como ya se dijo la energía eléctrica es un bien de primera necesidad no almacenable, lo que hace que presente unas características propias sujetas a escrupuloso control y medición. No sólo eso, es un bien de primera necesidad necesario tanto como input como output, lo que hace de ella un bien estratégico primordial en la economía.

En cuanto a oferta se refiere, en este trabajo se quiere resaltar la importancia de la estimación de una correcta demanda energética futura no sobredimensionada. La expectativa de crecimiento de demanda en las fuentes analizadas se centra en el uso futuro de la electricidad en el transporte, siendo este un sector concreto, privado y con intereses propios, siendo la diversificación uno de los principios de la gestión del riesgo, además de ser necesaria una mejora considerable en las capacidades actuales de la oferta del parque automovilístico y de la inexistente infraestructura actual para la distribución.

Otro factor a tener en cuenta al hablar de oferta y de parque generador es el de la capacidad instalada, refiriéndonos no sólo a la flexibilidad y la eficiencia de las mismas (dos factores que se tienen ya en cuenta) sino a otro factor igual de importante, o incluso mayor como es el de lograr satisfacer ese contexto social en el cual la redistribución de la renta sea un fin real, enfatizando más bien el concepto de “predistribución de la riqueza” y no el de redistribución.

Dentro de lo estudiado y expuesto en el trabajo se pretende alertar de que este es un momento crucial en la regulación y la legislación del futuro de las fuentes de generación de energía limpia, rentable y accesible; como bien se ha dicho uno de los mayores problemas es la sobredimensión del sistema. Si no se toman las medidas oportunas esta sobredimensión va a continuar desde la perspectiva de las fuentes de origen renovable, suponiendo el hecho de acercar la producción de energía al consumidor unos sobrecostes que repercuten en los mismos consumidores que, sin verse amparados por una legislación que apoye de manera eficiente esta transición energética no se verán beneficiados puesto que la oferta eléctrica ya estaría cubierta, volviendo el sistema eléctrico español a tener el mismo problema una y otra vez¹³³.

También hay que destacar que esta regulación debe ir precedida de una correcta estructura de tramitaciones que no sólo agilice los procesos de instalación para ciertos sectores (abogando por el autoconsumo) sino que refleje fielmente la realidad energética de la demanda para la correcta gestión de un sistema que afecta a todos.

¹³³ “El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores” establece una laxa regulación con el término “autoproducción” englobando la producción menor o igual a 100KW, siendo esta cifra poco realista con la demanda de los consumidores domésticos o contrataciones inferiores a 10KW y las Pymes y Micropymes estudiadas en el trabajo.

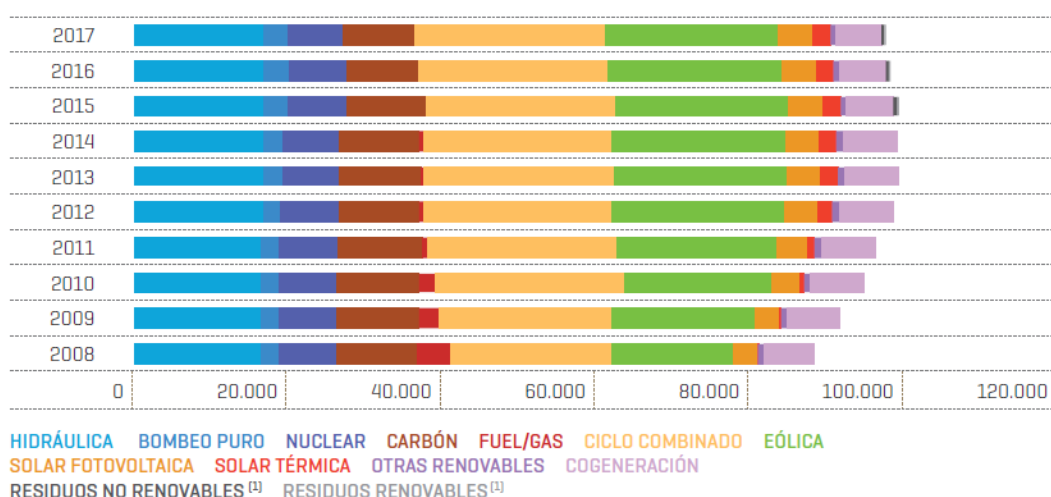


Gráfico 34. "Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular (MW)"¹³⁴ (REE, 2017 pág. 30)

Fuente: El sistema eléctrico español 2017. REE.

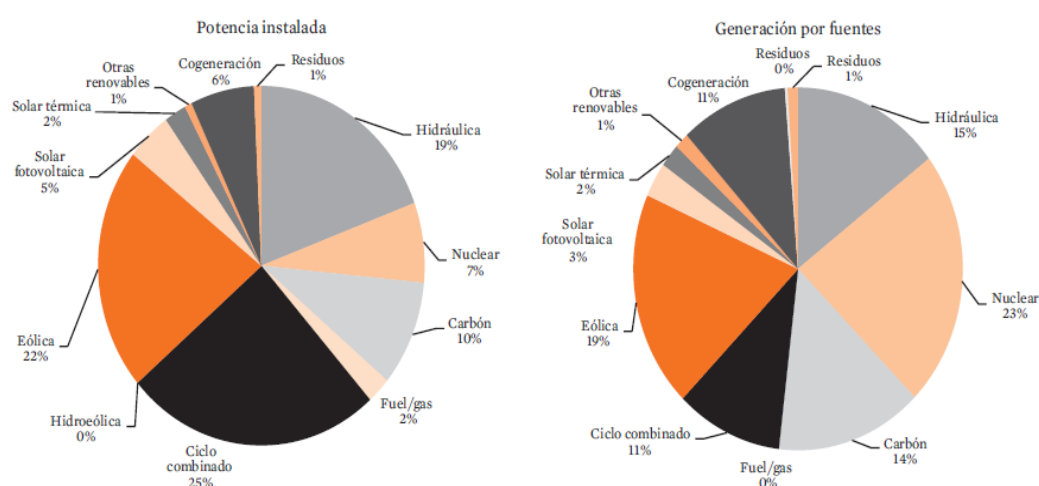


Gráfico 35. "Potencia instalada y generación de electricidad por fuentes, en 2016 (porcentaje sobre el total)"¹³⁵ (CES, 04/ 2017 pág. 40)

Fuente: Informe 04/2017 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Si se aprecia levemente que la potencia eléctrica instalada peninsular ha ido en descenso desde 2012, es más contrastable el hecho de que existe un desajuste enorme entre la potencia instalada y la generación de la electricidad atendiendo a las fuentes de generación que se usan.

Esta discrepancia se puede explicar debido a la diferencia de flexibilidad de las energías, la disponibilidad y la variabilidad de ellas, correspondiendo a la capacidad hidráulica, la energía nuclear, la fabricación con carbón y el ciclo combinado al 61 por ciento de la potencia instalada y siendo relevante el hecho de que se ha mantenido

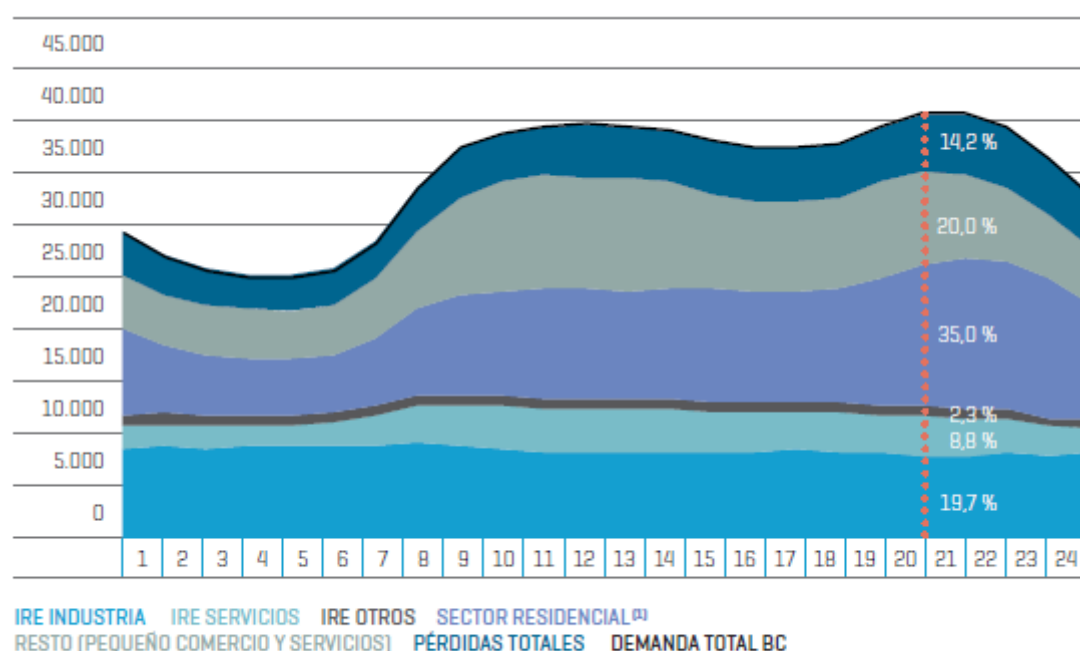
¹³⁴ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

¹³⁵ El Sector Eléctrico en España 04/2017, CES

estable y bajo los mismos datos durante todos estos años, siendo la energía nuclear (7 por ciento de capacidad instalada genera el 23 por ciento de la energía), el ciclo combinado (25 por ciento de capacidad frente al 11 por ciento de generación) responsables de los principales desbarajustes.

Se quiere destacar que cada tipo de fuente de energía presenta sus propias ventajas y desventajas, y deben estudiarse individualmente dentro del contexto que se presenta, siendo los coeficientes de utilización y eficiencia primordiales.

Recordemos que “en cada momento la oferta se configura con determinados requisitos técnicos y de estabilidad del sistema originados por cada tecnología de generación y las condiciones ambientales (sobre todo las renovables)” y que “en la generación en cada momento influye el propio funcionamiento del mercado que marca, al mismo tiempo que la casación entre la oferta y la demanda la estructura por fuentes de generación de la energía eléctrica”, siendo el gráfico presentado a continuación y el único representativo con datos oficiales el que marca la demanda de energía eléctrica



¹³⁶ Perfiles horarios aplicados a la tarifa general de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Gráfico 36. “Descomposición de la máxima demanda eléctrica horaria 2017-18 de enero (MWh)”¹³⁶ (REE, 2017 pág. 25)

Fuente: El sistema eléctrico español 2017. REE.

Con estos datos se puede deducir que esta estructura de demanda es la correspondiente a la estructura de oferta y viceversa, por tanto, cuanto más regular sea la demanda más amortigua el uso de energías sobreexplotadas en cuanto al ratio instalación-generación, pudiendo decir que la energía utilizada por individuos con demanda constante es menos rentable en cuanto a coste-demanda, y que son los individuos más importantes en dar el soporte a un sistema que es cuanto menos ineficiente en el soporte de las cargas

¹³⁶ El sistema eléctrico español, 2017. REE.

económicas; para que nuestro sistema sea económicamente viable se apoya la producción de energía eléctrica mediante medios que no lo son.

Se destaca el hecho de que el Índice de Cobertura de la demanda en Europa es del 10 por ciento mientras que en España se sitúa en el 30 por ciento, lo que roza la ineficiencia del sistema y decir que REE, como operador del mismo, no suministra datos del coeficiente de utilización de los tipos de centrales de energía renovables, debiendo existir un cálculo del coeficiente de utilización para ambas producciones de energía (renovable y no renovable) y conocer así la proporción de su capacidad real, su rentabilidad y viabilidad y el soporte que dan al sistema.

También hay que recordar que en la estructura de generación de la energía eléctrica interviene el propio mercado mayorista con la oferta y demanda según la fuente de generación, debiendo proponer medidas que incentiven la casación de energía barata y de origen renovable desde un primer momento.

Por último, decir que en la inversión y la instalación de capacidad de generación de energía cobran especial importancia la adjudicación pública del parque de instalación y las subastas sobre materias de origen fósil para su transformación, debiendo estar estas sujetas a criterios objetivos de análisis de eficiencia limpios y transparentes y evitar así sobre costes de procesos ilícitos. El tema de la adjudicación y la instalación de la capacidad generadora no se trata en el trabajo pero es importante para comprender la inversión actual y a medio y largo plazo del sistema eléctrico español.

4.4-Políticas actuales, decretos, medidas 2013-2019.

Como se exponía al principio del trabajo “El Real Decreto Ley 6/ 2009 es la primera norma que señala el carácter estructural del déficit de tarifa, estableciendo una senda de límites por los que suprimir la deuda que no se cumplió. Ya en el contexto de la crisis se adoptan actuaciones, fundamentalmente compensaciones a la retribución de los agentes más afectados del sistema por la retribución de los peajes de acceso y una ampliación con criterios de eficiencia y disponibilidad real de potencia de la retribución a las instalaciones de generación”.

Si bien hay que decir que esta es la primera norma que señala que el carácter estructural del déficit nos lleva a situaciones de riesgo que no se pueden asumir, la respuesta del Gobierno no fue más allá del reconocimiento de la situación y del aumento de retribuciones a actividades concretas.

La ley 15/ 2012 introduce gravámenes y cánones sobre distintas tecnologías de generación¹³⁷.

¹³⁷“A tal fin, mediante esta Ley se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas; se crea un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil”.

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

Así se asienta la ley 24/ 2013, base de la actual normativa del sistema eléctrico, la cual “elimina el Régimen especial, reduce la retribución de la distribución, el transporte y el incentivo a la inversión de los pagos por capacidad, introduce los precios voluntarios para el pequeño consumidor, limita las condiciones y el acceso al bono social (cuyo coste pasa a ser asumido por las empresas comercializadoras y distribuidoras) y se impone a la actividad de generación y al conjunto de consumidores el pago de la retribución fija por el servicio de interrumpibilidad.

A principios de 2014 se aprueba un nuevo sistema de fijación de precios de la electricidad con el objetivo de poner fin al sistema de subastas que determina el precio de la electricidad para el cliente doméstico y la pyme con tarifa de último recurso.

En este nuevo sistema de cálculo de tarifas se recoge la variación diaria del precio para la parte variable de la factura y se obliga a las comercializadoras del mercado libre a dar precios para todo el año.

En la elaboración del trabajo destacan los siguientes decretos y acuerdos, con los que se termina de contextualizar el marco legislativo actual;

“Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014”, que “establece que mediante los ingresos del sistema eléctrico serán financiados los costes del mismo, que deberán determinarse de acuerdo con lo dispuesto en la ley y sus normas de desarrollo. Dicho artículo establece los ingresos y costes del sistema eléctrico”.¹³⁸

“Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad”, el cual “refuerza las obligaciones de servicio público y medidas de protección al consumidor, contemplando, entre otros aspectos, el acceso de los consumidores a sus datos de consumo, los precios asociados y los costes del servicio, así como la información relativa a las vías de solución de conflictos”.¹³⁹

“Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores”, donde se detalla la definición de consumidor vulnerable, se concretan los requisitos del mismo, se declara la aplicación de un bono social térmico y se redefine y concreta el término de autoproductor.

“Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”

en madrid, a 30 de octubre de 2018

“Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025”

En Madrid, a 30 de octubre de 2018

¹³⁸Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

¹³⁹Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

Las conclusiones de este marco legislativo son claras; el sistema eléctrico español logra la estabilidad financiera a costa de la sobreexplotación de ciertos segmentos, siendo las medidas estructurales de soporte del sistema ineficientes en cuanto a redistribución de la renta y demostrando no tanto una falta de estabilidad legislativa sino de incompetencia legislativa generada desde la base del mismo.

Simplificando, bien se puede decir que las políticas de oferta son las responsables de la parte de la factura que no depende del consumidor, de la parte fija y de la producción de energía en el mercado mayorista, siendo estos los costes con mayor crecimiento en los últimos años y recayendo esta responsabilidad tanto del marco legislativo como en los gestores del mercado y del sistema.

En la práctica se debe asegurar un marco legislativo que garantice no sólo el buen funcionamiento de la red, la seguridad y la estabilidad de la misma sino su correcta financiación estructural para con todos aquellos implicados en esta, cosa que el actual marco legislativo no contempla.

5. RESULTADOS Y PROPUESTAS

MARCO LEGISLATIVO

Tras lo expuesto en el trabajo y tras la aplicación de la Ley 24/2013, queda reflejado que en la práctica la absorción de los costes de bono social o impuestos a la producción se repercuten en factura a los consumidores.

La propuesta es clara; en primer lugar, cualquier coste que pueda tener la consideración de social debe ser asumido en los presupuestos del estado para no cargar de más pesos al sistema, y en segundo, se deben adoptar medidas que garanticen que la aplicación de estas ultimen el fin establecido con el fin del encauzamiento de los fines de estas políticas.

Con respecto a la opacidad y la falta de información, se propone un acuerdo por el que se trabaje conjuntamente con la CNMC sobre la presentación de un documento de seguimiento dado el carácter estratégico y social de esta actividad en la economía de periodicidad anual, donde se reflejen los movimientos y acciones concretos que se hayan producido en el mismo para una regulación más realista, equitativa, coherente y eficaz.

El marco legislativo debe centrarse en las medidas de carácter estructural, ámbito que actualmente parece pasar a un segundo plano.

MERCADO MAYORISTA

“A principios de 2014 se aprueba un nuevo sistema de fijación de precios de la electricidad con el objetivo de poner fin al sistema de subastas que determina el precio de la electricidad para el cliente doméstico y la pyme con tarifa de último recurso. En este nuevo sistema de cálculo de tarifas se recoge la variación diaria del precio para la parte variable de la factura y se obliga a las comercializadoras a dar precios para todo el año”.

Este fin, en la práctica, se corresponde con el desmesurado incremento de los costes fijos de factura (potencia contratada) y no ha logrado tampoco la reducción de los

precios en el mercado mayorista de la energía, deduciendo entonces que el sistema de producción de energía es ineficiente respecto a la demanda horaria real del consumo y que las medidas aplicadas para mejorar las subastas energéticas son ineficientes. No sólo eso, bajo lo expuesto en el trabajo debe valorarse este sistema de casación en relación a los costes consecutivos al mismo y bajo tres factores concretos (superficie de la Península Ibérica incluyendo Portugal, actividad de demanda eléctrica y vivienda centralizada en focos concretos y posicionamiento geográfico de la Península).

Tanto el regulador de mercado como el regulador del sistema son de carácter privado; se destaca en el trabajo que deberían estudiarse medidas que faciliten el trabajo conjunto de las entidades públicas y privadas para la correcta gestión del sistema, abogando por medidas tanto regulatorias como legales en las que se premien conductas limpias, responsables y transparentes.

Destacar el papel de la CNMC en la aprobación del Estatuto del Consumidor Electrointensivo, marcando un camino de responsabilidad a seguir.

Se valora una reestructuración del sistema de casación donde además de lo dicho se valore el hecho de que a mayor oferta y menor demanda más bajo es el precio y que la producción con energía renovable es más barata en la casación en el mercado mayorista, por tanto, se propone un nuevo sistema de fijación de precios donde se penalice a las empresas que funcionen de manera continuada como casantes pivotaes y se estimule la demanda de las empresas que ofrezcan la energía a menor precio casando mayor demanda de estas, representando estos gestos en la factura a los consumidores e informando de este sistema al consumidor final para que sea consciente de esta información y esté más involucrado en la sostenibilidad del sistema.

Se propone el incentivo del mercado mayorista a largo plazo con una bajada de los impuestos indirectos sujeta a penalización si no se respeta el contrato (la misma política que ha decidido seguir Iberdrola para asegurar la estabilidad de las cuentas).

Las fuentes de energía que deben trabajar continuamente deben ir en decrecimiento, pero esta nueva capacidad generadora debe ser representada por el concepto de predistribución (para evitar el concepto de redistribución se debe actuar estructuralmente) para evitar en el futuro el mismo problema o al menos que se de en menor medida. No solo eso, deben tenerse en cuenta en las políticas a aplicar a largo plazo el avance irrefrenable de las nuevas tecnologías en cuanto a eficiencia se refiere, siendo grandes inversiones con poca flexibilidad poco beneficiosos en el mercado actual si no prioriza lograr la estabilidad financiera del sistema distribuida entre todos los componentes (ejemplo claro es que la renovables ya no necesitan subvenciones para competir; se deben seguir con especial atención los avances significativos a la hora de gestionar la capacidad de almacenamiento de la energía).

Se reivindica desde el trabajo expuesto una mayor regulación en el mercado mayorista entre casación, oferta y demanda por parte de un mayor rango de interventores en este mercado, penalizando a los casantes pivotaes y buscando una solución inmediata como pueda ser el incentivo del mercado a plazos sujeto a beneficios y la mayor diferenciación entre productores y demandantes. Queda demostrado que el precio del mercado mayorista está muy por encima del de los países europeos a pesar de la estructura del parque, siendo esto un grave problema en la estructura del mercado mayorista, cayendo esta responsabilidad en las empresas productoras de energía y demandantes en casación.

COSTES DE ACCESO

“De la “TASA RECORE” cabe decir que el pago de dichos costes es el mismo para todas las instalaciones tipo de energía renovables, independientemente de cual sea la tecnología de producción de la energía eléctrica, siendo destacables dos hechos; el impuesto del 7 por ciento a la generación de la energía eléctrica también es aplicable a las de origen renovable, siendo oportuno decir que este impuesto se ve repercutido en el consumidor final y que no se tienen en cuenta en la aplicación de estos costes los criterios de eficiencia”.

Una propuesta en torno al pago de costes de la Tasa RECORE es quitar ese impuesto para la energía eléctrica que provenga de fuentes de origen renovable, puesto que como se ha visto cuanto mayor es la energía de origen renovable casada en el mercado menor es el precio de esta en el mercado mayorista e incentivándola, quedando relegada la energía que venga de fuentes no renovables a un segundo plano más complementario a la vez que se reducen las subvenciones a estas energías renovables. El segundo hecho a tener en cuenta en esta propuesta es la evolución en la eficiencia de las energías renovables, concretamente la energía solar y termosolar, pasando esta a ser en unos años mucho menos costosa a la vez que más eficiente, hasta el punto de que esta energía ya no necesita de subvenciones y ayudas por parte del Estado para poder competir con la energía eléctrica de fuentes no renovables; hablando, concretamente, de la reducción del coste de la Tasa RECORE.

Estos costes, aunque basados en criterios objetivos como son el pago de remuneraciones, infraestructuras de transporte y subvenciones a las energías menos contaminantes deberían revisarse acorde a los costes reales que suponen, siendo de obligada regulación, revisión y corrección si debiera procederse, refiriéndonos con ello tanto a las Tasa RECORE y la revisión de los beneficios que generan las subvenciones como a los avances en gestión de distribución y transporte, los nuevos materiales y las nuevas metodologías de contabilización más acordes a los actuales sistemas monetarios y fiscales, priorizando el hecho de que existen energías, empresas e instalaciones de origen renovable que ya no necesitan de subvenciones para competir en el mercado mayorista, el desfase del coste del déficit tarifario y los avances en materiales conductores que evitan el deterioro de las redes de transporte y distribución, con especial inquietud por las tecnologías de almacenamiento eléctrico a gran escala.

ESTRUCTURA DEL PARQUE DE GENERACIÓN

El actual parque estructural de generación debe entenderse como lo que es; un parque derivado de las malas gestiones privadas y previsiones sobre políticas energéticas, sobredimensionado e infrautilizado incapaz de incorporarse de una manera eficiente al actual ritmo de implantación de energías renovables y el viraje electrificador de las políticas energéticas europeas.

“La expectativa de crecimiento de demanda en las fuentes analizadas se centra en el uso futuro de la electricidad en el transporte, siendo este un sector concreto, privado y con intereses propios, siendo la diversificación uno de los principios de la gestión del riesgo, además de ser necesaria una mejora considerable en las capacidades actuales de la oferta del parque automovilístico y de la inexistente infraestructura actual para la distribución”.

Esto le da la mano a una propuesta, o al menos factor a tener en cuenta como es el de la apuesta por un sector de la construcción que abogue por la eficiencia energética, donde el motor de calefacción y agua caliente en los hogares venga del consumo de energía eléctrica, para lograr así, además de la diversificación de la demanda un aumento de la misma.

“Otro factor a tener en cuenta al hablar de oferta y de parque generador es el de la capacidad instalada, refiriéndonos no sólo a la flexibilidad y la eficiencia de las mismas (dos factores que se tienen ya en cuenta) sino a otro factor igual de importante, o incluso mayor como es el de lograr satisfacer ese contexto social en el cual la redistribución de la renta sea un fin real, enfatizando más bien el concepto de “predistribución de la riqueza” y no el de redistribución”.

Por ello debe someterse al peso real que tengan los estudios profesionales e independientes sobre eficiencia energética de las fuentes en ciertos puntos (impactos ambientales, estudios de eolicidad, horas de sol, coste del transporte de la energía) siendo de escrupulosa regulación la concesión de proyectos que supongan la instalación de fuentes que supongan grandes costes fijos y que sean poco flexibles en la generación, además de fomentar la acumulación de riqueza sin un fin distinto al de maximizar la riqueza de un inversor privado y sobre todo, penalizando actuaciones con un marco regulatorio y legal justo que vayan en contra de estos intereses comunes.

GRANDES CONSUMIDORES

Se propone diferenciar dentro del grupo de grandes consumidores a estas empresas como empresas electrointensivas, revisando la denominación y limitando bajo criterios temporales (para asegurar el compromiso y la inversión), ambientales y bajo estricta revisión periódica y auditada del cumplimiento de objetivos. Podría existir un incentivo con subvención sujeto al cumplimiento de las obligaciones en este mercado a largo plazo y sobre las horas de consumo de la energía en relación al tipo de energía consumida, debiendo ser analizado minuciosamente el sistema de interrumpibilidad bajo la premisa de las propias empresas de que no es tan beneficioso como se esperaba (15 minutos de reacción es muy poco y se incurre en pérdidas de eficiencia), presuponiendo un plazo de 24 horas para aplicar este mecanismo, aumentando el plazo de reacción y capacidad de las empresas y recortando a la vez la inversión en estos pagos por capacidad fijos que se realizan desde todos los consumidores, dejando tan sólo los costes variables y recayendo el coste de una mala gestión de la red sobre las empresas gestoras de la misma y las empresas distribuidoras (no directamente sino que provienen de una menor retribución por incentivo a la buena gestión del sistema).

PYME Y MICROPYME

Se propone una tarifa específica para Micropyme de contrataciones menores a 15 kw, con una revisión de los costes fijos y los impuestos que pagan éstas en factura; se propone que se actúe, como medida no estructural y sin precedente para el resto de consumidores sobre la parte correspondiente a los impuestos del 21%. Estos impuestos no están destinados a sufragar los costes del sistema eléctrico sino que son IVA destinados a la sostenibilidad de los presupuestos del Estado, siendo los principales beneficiarios de esta bajada Micropymes y Pymes, un grupo concreto, dispar y muy

castigado por las políticas energéticas, mientras que el precio de la electricidad no llegue a unos márgenes que pueden establecerse atendiendo a los mercados a largo plazo de casación de oferta y demanda, formando parte fundamental de esta medida el precio del coste de la energía. Debería valorarse el rango de impuesto a reducir en este momento de transición energética concreta con los objetivos fijos y el contexto de mejora de eficiencia de ciertas energías renovables.

CONSUMO DOMÉSTICO

Debe especificarse que el análisis de las fuentes que son el grueso de este trabajo datan de 2017, pero aun a fecha de marzo de 2019 no existe una regulación fija y exacta sobre la siguiente propuesta; con todo lo expuesto anteriormente y a sabiendas de que el término del autoconsumo es la mejor opción de acercar la producción al consumo se propone diferenciar jurídicamente entre varios tipos de auto productor, uno que actúe también como comercializador vertiendo la producción a la propia red y funcione como comercializador y otro que actúe como productor y consumidor de su propia energía sin posibilidad de recibir retribución comercializadora pero sí remunerada en el precio que pague por la energía que consuma y no produzca. Para la separación jurídica debe tenerse en cuenta la capacidad instalada y la finalidad a la que se vaya a dedicar la energía generada, siendo esta separación de obligada medida por el contador inteligente y siendo un criterio objetivo que ayuda a lograr la previsión de la oferta y la demanda¹⁴⁰.

Asimismo, la mejor forma de ayudar a este consumidor doméstico es la de proponer a largo plazo una política de estabilidad, viabilidad y eficacia del sistema, siendo a la vez tanto beneficiario como perjudicado en la elaboración de estas políticas.

Además de lo dicho la información que llega al consumidor suele ser poco concisa y engorrosa, siendo más acertado hablar de opacidad con el consumidor, tanto por las comercializadoras como por el desglose de los costes que soportan los consumidores que no se especifican (pagos por sistema de interrumpibilidad, pagos por capacidad, impuestos a la producción que desembocan en mayor facturación, bono social) desapareciendo de la factura el punto i) del decreto por el que se establece el contenido mínimo de la factura y la alusión a la CNMC, sin promover tampoco la clara diferenciación entre los comercializadores que pueden ofertar el PVPC.

Esta labor recae directamente sobre las comercializadoras, encargadas de ponerse en contacto con los consumidores mediante factura, siendo estas facturas reguladas mediante decretos y resoluciones concretas.¹⁴¹

Se destaca el amplio abanico de posibilidades de ofertas en el mercado liberalizado, siendo las tarifas con discriminación horaria tarifas muy concretas para un ahorro de

¹⁴⁰ El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores incluye como bases de la autoproducción tres principios fundamentales 1) reconoce el derecho a auto consumir energía eléctrica sin cargos; 2) reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala; y 3) introduce el principio de simplificación administrativa y técnica, especialmente para las instalaciones de pequeña potencia.

¹⁴¹ Resolución del 23 de mayo de 2014 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

factura del consumidor medio, y la oferta del PVPC que muy pocas veces se oferta por la comercializadora por lo que queda oculta para el consumidor.

Propuesta; obligación de las comercializadoras de informar debidamente sobre el PVPC, cambiando incluso el nombre de Precio Voluntario del Pequeño Consumidor al de precio social para el pequeño consumidor e incentivando la comercialización en el mercado mayorista de energías más económicas.

Con respecto a los impuestos y los consumidores hay que destacar que básicamente los impuestos son una herramienta de redistribución de la renta en sí misma y no son realmente una medida estructural sino coyuntural; es decir, son una variable claramente diferenciada que se miden en porcentajes sobre una BI, que es verdaderamente donde se debe actuar. Por tanto si hay que decir algo sobre el IVA en factura es que es un coste que finalmente repercute en los presupuestos del Estado, debiendo tenerse en consideración en esta partida concreta y que no son una medida estructural, estando sujetos a objetivos de déficit.

Por último se destaca la labor de la CNMC y la OCU en su empeño por acercar la realidad de este complejo mercado al consumidor doméstico que, en última instancia, es el más vulnerable de todos los partícipes del sistema tanto por capacidad de reacción como por conocimiento del mismo, y se deben destacar los datos del punto 3.5 donde se refleja el desconocimiento de los consumidores con aspectos tan básicos como el del PVPC o si se encuentran en el mercado regulado o no; si cada derecho conlleva una obligación son estos los primeros que deben informarse, mediante fuentes fiables y con datos objetivos sobre las distintas tarificaciones, costes y decisiones que deben tomar en su beneficio propio.

ACTUACIONES DE OFERTA Y DEMANDA

Se propone una valoración de penalización de los costes en las segundas vivienda, en actividades acumulativas de riqueza o por el explícito reconocimiento de estas en el IRPF, donde el peso de la parte fija sea mayor que la variable e incentivando el movimiento de oferta y demanda de la vivienda (sería una especie de incentivo fiscal al alquiler).

También, como actuaciones de demanda se propone realizar un análisis de consideración que refleje a que hora la energía es más barata y para qué sector, siendo responsabilidad de toda la sociedad el soporte del sistema eléctrico.

Un ejemplo práctico sería la asimilación del Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios) a las modalidades de contratación del mercado liberalizado que incluyan oscilación en factura de la parte variable del consumo, estando esta energía sujeta al precio en cada franja horaria que se consuma.

La aplicación e-sios consiste en la estimación del precio en el mercado mayorista con 24 horas de antelación tanto del PVPC como del mercado spot. Fijando referencias a estudiar, como podría ser el precio de la energía del mismo día en periodos anteriores o un rango que abarque la casación esperada entre oferta y demanda y el precio de días anteriores medido al mes se podrían hacer desde las comercializadoras envíos de información al consumidor mediante mensajes al móvil donde se indiquen picos de demanda para periodos concretos que superen “el precio que estarían dispuestos a pagar”.

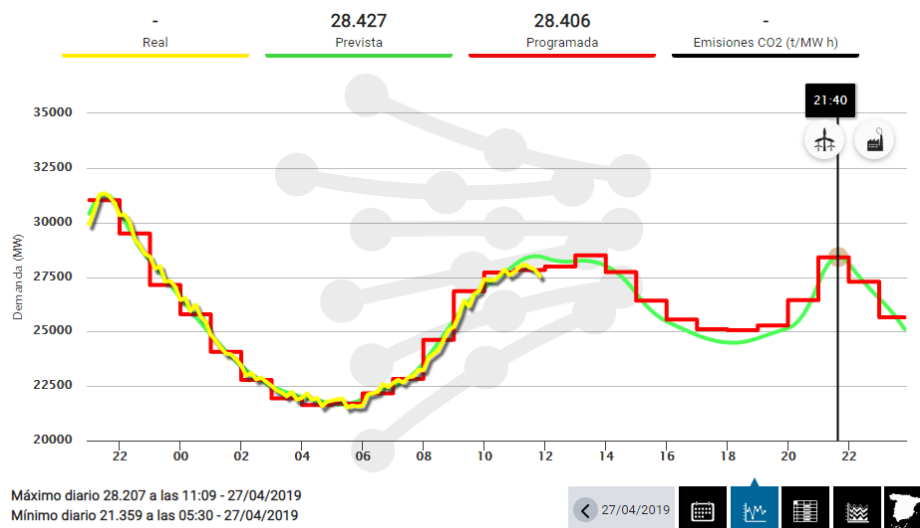


Gráfico 37. Estimación de oferta y demanda de REE, demanda real, prevista y programada para el 27/04/2019.

Fuente: Demanda REE.

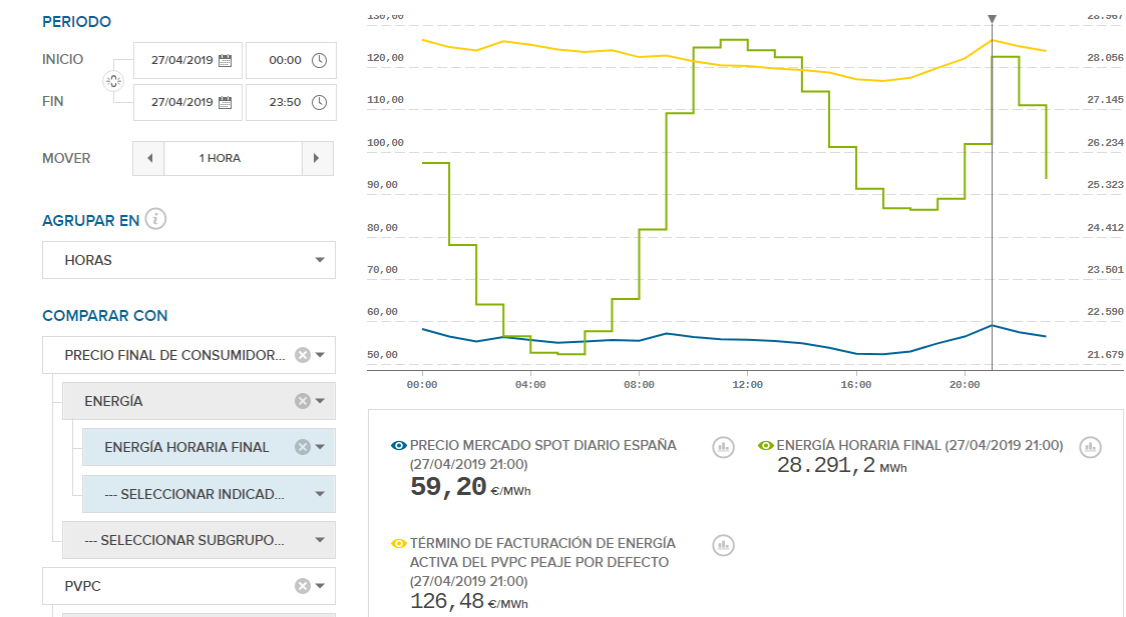


Gráfico 38. Comparativa precio mercado spot España, demanda estimada 21:00 y PVPC con peaje para el 27/04/2019 a las 12:15 con programa e.sios del operador del sistema eléctrico REE.

Fuente: Página Esios, REE.

Quedando en constancia que las plantas de producción de energía mediante combustibles fósiles no tienen la capacidad de aumentar o reducir la generación de electricidad con eficacia (poco flexibles) también queda reflejado que su uso rentable depende directamente de la cantidad de horas que se activen. Una solución práctica y aplicable podrían ser acuerdos sobre campañas de concienciación social donde el Estado y las distribuidoras incentiven el consumo cuando los precios sean bajos (actividades del hogar en sábados por la tarde y domingos, lavadoras/secadoras silenciosas con horario programado para horas valle).

Recogiendo el testigo del desarrollo de las TIC y de la tecnología en general, ha de crearse una sinergia entre el sistema eléctrico y la producción con energías renovables mediante medios cuantitativos y específicos como puedan ser pronosticadores meteorológicos y medidores eólicos.

FACTURA

Se evidencia según lo analizado un claro problema de saturación de información que además es opaca, quedando diluidos los costes reales y la representación de cada uno de ellos para el consumidor final. Partiendo de la base de la interpretación errónea por parte de los consumidores de que los costes regulados son para el Gobierno y de que la cantidad de impuestos a pagar es tan sólo del 21 por ciento, debe constar que aunque se ha hecho un profundo análisis de los costes del sistema se necesitaría profundizar aun más en el tema para conseguir el desglose de los costes con bono social, (tras lo analizado se entiende que este se repercute en el consumidor medio), el pago por capacidad, los sistemas de interrumpibilidad, los déficits de tarifa, las compensaciones a empresas y costes que debiendo recaer en ellas se fijan en los consumidores. Se pretende poner de manifiesto la absoluta incapacidad de los consumidores de entender qué es y cómo se refleja el sistema eléctrico en la factura y no sólo eso, sino que en última instancia el consumidor no tiene capacidad de reacción frente al mercado actual.

6. CONCLUSIÓN

Bajo el trabajo realizado se ha pretendido exponer de forma clara, concisa y objetiva la actualidad del sistema eléctrico en España.

Como conclusión se puede decir que dentro de la estructura del sistema diferenciamos claramente entre el mercado mayorista de la electricidad, donde el papel de las empresas gestoras de la producción y la comercialización de la energía es fundamental, las actividades reguladas y no reguladas, donde las empresas de transporte, distribución y el marco legislativo actual cobran especial importancia y la repercusión de ambas en el mercado minorista, donde la demanda y el consumo sustentan el conjunto del sistema.

El marco legal establecido se destaca por la repercusión que ha tenido en el sistema actual la evolución y el arrastre de la gestión y la política llevada a cabo en el pasado, debiendo destacar la importancia que supone en este claro momento de cambio y transición, tanto económica, ecológica como social. Este marco legislativo está condicionado por las políticas venidas de Europa y los objetivos concretos de electrificación de la energía europea, debiendo poner de manifiesto que España presenta características propias y a evaluar de manera concreta como son el clima, las diferencias geográficas, la extensión geográfica y la estructura de los núcleos de población. Dicho esto, se destaca también que queda en evidencia que si bien la electricidad es un bien de primera necesidad para todos los individuos, no todos se han visto afectados de igual forma por las políticas llevadas a cabo.

Con respecto al marco legal establecido y como conclusión se debe reflejar que el sistema y la legislación debe priorizar en todo momento la sostenibilidad y el cumplimiento de los objetivos propuestos sin la toma de decisiones arbitrarias o que afecten negativamente al conjunto de la economía, pero el sistema eléctrico español tiene un problema que es de carácter estructural que viene en gran parte de políticas arbitrarias y de malas gestiones.

Respecto a la oferta y la demanda, las políticas llevadas a cabo con la finalidad de lograr la mayor independencia energética que se logró a costa de la ineficiencia, destacando la continua sobreestimación de las demandas energéticas. Dicho esto, se concreta que esta variable, la de la demanda, es una variable totalmente condicionada a la eficiencia y la sostenibilidad de un sistema que de a los consumidores seguridad y confianza, seguridad y confianza que se ve reflejada en la inestabilidad de la misma y según lo expuesto, con causas más que justificadas.

Es evidente que este es un momento crucial para el sistema eléctrico, poniendo de manifiesto que si no se toman las medidas necesarias y se da un enfoque social al sistema se cometerán los mismos errores del pasado y en mayor medida, puesto que la tecnología y la cada vez más complicada situación legislativa además del choque más que evidente entre grupos de interés pueden acarrear graves problemas y de estabilidad financiera, social y medio ambiental.

Poniendo de manifiesto características concretas como el hecho de que la casación de energía renovable hace que se abarate la misma en el mercado mayorista, que existe un problema de sobrecostes que requiere de simplificación de los sistemas tanto de producción, transporte y distribución y que las características del mercado español son en cierto modo únicas, debemos decir que el marco legislativo, regulador del sistema debe tenerlo en cuenta por el bien común.

En el propio trabajo se define la redistribución de la renta como una herramienta en la política económica del país que persigue lograr una mejora del nivel de vida medio de la sociedad en conjunto. Una vez interpretado el trabajo, se puede aclarar que esta definición no es del todo correcta, a menos, bajo criterio interpretativo, puesto que la redistribución de la renta no debe entenderse como una medida como tal, sino más bien como un conjunto de medidas que crean un contexto donde, bajo la premisa de la responsabilidad política, económica y social que conlleva la actuación de un Gobierno se debe garantizar una estabilidad jurídica y presupuestaria que premie el buen hacer, la coherencia y la convivencia de todos y cada uno de los partícipes de la sociedad.

Finalmente, y dotando al trabajo de un punto crítico cargado de subjetivismo ha de decirse que debido a la importancia que tiene la electricidad y que va a tener en unos años (aun mayor) en la forma de vivir de las personas, en la forma de crear empleo y básicamente en el hecho de dignificar la vida de la gente creo que debería ser uno de los temas donde más esfuerzo se debería hacer por parte de todos para lograr como fin último ideas deseables como la mejora de la convivencia, el derecho a una vida digna, el derecho al trabajo y al de un futuro para este país hablando desde el presente.

7. BIBLIOGRAFÍA

Informe: *El Sector Eléctrico en España 04/2017*, CES, Sesión ordinaria del Pleno de 20 de diciembre de 2017, editor y distribuidor Consejo Económico y Social, Huertas 73, 28014 Madrid..

El Sistema Eléctrico Español, 2017, REE, Información elaborada con datos de 27 de febrero de 2018, edición Red Eléctrica de España Paseo del Conde de los Gaitanes 177 28109 Alcobendas.

La información recabada de las siguientes fuentes;

CNMC (<https://www.cnmc.es/>), EUROSTAT (<https://ec.europa.eu/eurostat/home?>), INE (<https://www.ine.es/>), REE (<https://www.ree.es/es>), *Informe Anual de Recaudación Tributaria 2017*

El trabajo expuesto sobre las siguientes leyes, decretos, resoluciones y acuerdos;

LEY 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores,

Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.

Documento de consulta pública sobre la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, expediente: INF/DE/044/18, Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, expediente: INF/DE/113/18,

Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025, Expediente: INF/DE/044/18 Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

El análisis de las empresas bajo las siguientes fuentes;

Resultados 2018- 20 de febrero 2019 IBERDROLA, Informe financiero anual Iberdrola S.A. y sociedades dependientes ejercicio 2018

Informe financiero anual ejercicio 2018 Endesa,

Cuentas Anuales Consolidadas Red Eléctrica Corporación, S.A. 2018.

Información teórica desarrollada en torno a;

Política económica 4ªADE María Jesús Santa María Beneyto temas 1 y 2,

Pascual Garrido Miralles y Raúl Íñiguez Sánchez (2016) ,Análisis de Estados Contables, elaboración e interpretación de la información financiera, 3ª edición.

Información complementaria de documentos oficiales;

El mercado spot de electricidad: procesos y resultados, OMIE.